DECISIONE (UE) 2017/503 DELLA COMMISSIONE

dell'8 novembre 2016

relativa al regime di aiuti SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)

[notificata con il numero C(2016) 7086]

(Il testo in lingua francese è il solo facente fede)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in particolare l'articolo 108, paragrafo 2, primo comma,

visto l'accordo sullo Spazio economico europeo, in particolare l'articolo 62, paragrafo 1, lettera a),

dopo aver invitato gli interessati a presentare le loro osservazioni conformemente ai detti articoli ([1]) e viste le osservazioni trasmesse,

considerando quanto segue:

1. **PROCEDIMENTO**

(1) Con lettera del 13 novembre 2015 (di seguito la «decisione di avvio»), la Commissione ha comunicato alla Francia la propria decisione di avviare il procedimento di cui all'articolo 108, paragrafo 2, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea in relazione alla misura in oggetto.

(2) Le autorità francesi hanno presentato le proprie osservazioni con lettera del 17 dicembre 2015.

(3) La decisione della Commissione di avviare il procedimento è stata pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* il 2 febbraio 2016 ([2]). La Commissione ha invitato gli interessati a presentare osservazioni in merito alla misura in questione.

(4) La Commissione ha ricevuto osservazioni da parte degli interessati e le ha trasmesse alle autorità francesi per dare loro la possibilità di commentarle. I commenti della Francia sono stati comunicati con lettera del 24 maggio 2016.

(5) Il 2 maggio 2016 la Commissione ha inviato un elenco di domande alle autorità francesi che hanno risposto con lettere del 21 giugno e del 15 luglio 2016. Il 27 luglio 2016 la Commissione ha inviato un nuovo elenco di domande alle autorità francesi che hanno risposto il 9 settembre 2016.

2. **DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLA MISURA**

(6) Il meccanismo è descritto in dettaglio nella decisione di avvio. Le sezioni che seguono ne costituiscono un estratto.

2.1. **Funzionamento generale del meccanismo**

(7) La legge n. 2010-1488 del 7 dicembre 2010 relativa alla nuova organizzazione del mercato dell'elettricità (la cosiddetta «legge NOME») introduce l'obbligo per i fornitori di energia elettrica, i gestori di sistema per le perdite e i consumatori per i consumi fuori contratto di fornitura («i fornitori») di contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica in Francia in base ai loro consumi per potenza ed energia o a quelli dei loro clienti. Per soddisfare tale obbligo, ciascuno di essi dovrà presentare annualmente un certo quantitativo di garanzie di capacità in relazione ai propri consumi nel periodo di picco o a quelli dei suoi clienti.

([1]) Aiuto di Stato SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) — Meccanismo di capacità in Francia — Invito a presentare osservazioni a norma dell'articolo 108, paragrafo 2, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (GU C 46 del 2.2.2016, pag. 35).

([2]) Cfr. la nota a piè di pagina 1.

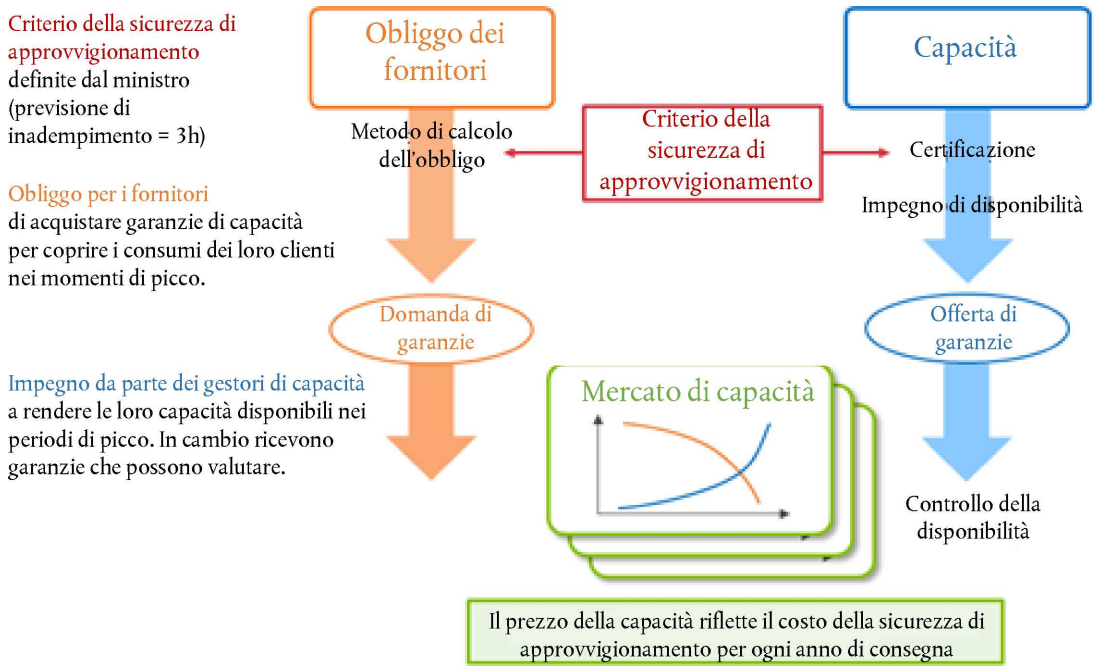
(8) Tali garanzie di capacità sono ottenute dai fornitori direttamente sulla base delle loro risorse (impianti di produzione o capacità di rimodulazione della domanda) o acquistandole su un mercato decentrato presso coloro che le detengono (ossia gestori di capacità, altri fornitori, trader, consumatori che sono loro fornitori ecc.).

(9) I gestori di capacità di produzione o di rimodulazione della domanda (di seguito «i gestori di capacità» o «i gestori») hanno da parte loro l'obbligo di far certificare la loro capacità dal gestore del sistema di trasmissione pubblico dell'energia elettrica («RTE»). Tali garanzie di capacità saranno assegnate ai gestori da RTE in base al contributo che si prevede che i loro impianti possano apportare alla riduzione del rischio di inadempimento durante i picchi di consumo.

(10) Le garanzie di capacità sono scambiabili e cedibili. L'acquisto da parte dei fornitori di garanzie di capacità presso i gestori di capacità per soddisfare l'obbligo imposto dalla legge sarà organizzato sulla base di un mercato decentrato delle garanzie di capacità. Il funzionamento generale del meccanismo è illustrato nella figura 1.

Figura 1

Funzionamento generale del meccanismo



Fonte: Lettera delle autorità francesi del 2 febbraio 2015.

2.2. **Obblighi di capacità**

2.2.1. *Obblighi dei fornitori*

(11) Il calcolo della potenza di riferimento di un fornitore, ovvero il suo obbligo di capacità, si basa sui seguenti principi:

1) presa in considerazione del consumo registrato nel periodo di picco (detto PP1) dell'anno di consegna («AC»; sempre un anno di calendario);

2) correzione della sensibilità dei consumi alla temperatura (termosensibilità), da un lato;

3) correzione della potenza rimodulata delle capacità certificate attive nel periodo PP1, dall'altro.

(12) Ogni anno il gestore del sistema di trasmissione definisce i giorni di PP1 che condizionano l'obbligo di capacità dei fornitori del territorio metropolitano nazionale basandosi su previsioni del consumo nazionale del giorno

precedente per il giorno successivo (G-1). Il numero di giorni di PP1 deve essere compreso tra 10 e 15 per ogni anno di consegna e le ore scelte per il calcolo dell'obbligo di capacità sono quelle delle fasce orarie 7:00-15:00 e 18:00-20:00 dei giorni di PP1 selezionati. Il numero delle ore di picco di PP1 è quindi compreso tra le 100 e le 150 ore all'anno. I giorni di PP1 sono comunicati ai fornitori il G-1 entro le 10:30.

(13) L'obbligo non è stabilito in modo prescrittivo a monte, ma è fissato in base a dati effettivamente misurati per riversare su ogni singolo consumatore il suo effettivo contributo al rischio di inadempimento. Per valutare il contributo di ciascun consumatore al rischio di inadempimento per termosensibilità, il suo consumo osservato durante l'anno di consegna viene adattato per simulare un'ondata di freddo di entità tale da corrispondere al rischio contro il quale il sistema cerca di tutelarsi (ondata di freddo decennale) e per rispettare quindi il criterio della sicurezza di approvvigionamento stabilito dalle autorità francesi. Il criterio della sicurezza dell'approvvigionamento è stato stabilito dal decreto n. 2006-1170 del 20 settembre 2006 e corrisponde a una previsione di inadempimento di 3 ore in media all'anno.

(14) I parametri che determineranno il fabbisogno effettivo di garanzie di capacità nell'anno di consegna saranno pubblicate 4 anni prima dell'anno di consegna e resteranno stabili per un intero esercizio per fare in modo che gli scambi avvengano in un quadro normativo fisso e per impedire che il valore del prodotto venga modificato da un intervento esterno al mercato. L'obbligo preciso di ciascun fornitore verrà poi calcolato dopo l'anno di consegna tenendo conto di questi parametri.

(15) Le rimodulazioni della domanda possono essere effettuate con due diversi metodi: riducendo l'importo dell'obbligo di capacità di un fornitore attraverso una riduzione dei consumi («rimodulazione implicita») oppure con una certificazione della capacità di rimodulazione («rimodulazione esplicita»). Gli obblighi per i due tipi di capacità di rimodulazione sono diversi: le «rimodulazioni implicite» devono *effettivamente* essere attivate durante le ore di PP1, mentre le «rimodulazioni esplicite» devono impegnarsi a essere disponibili nelle ore di PP2.

(16) Le autorità francesi hanno infine previsto di attribuire garanzie di capacità al prodotto ARENH ([3]) per i fornitori alternativi e questo dovrebbe a loro avviso contribuire alla riduzione della concentrazione del mercato delle garanzie di capacità.

2.2.2. *Obblighi dei gestori di capacità e principi di certificazione*

(17) Per qualsiasi impianto di produzione (il meccanismo è tecnologicamente neutro) collegato al sistema di trasmissione o di distribuzione pubblico, il gestore deve presentare a RTE una richiesta di certificazione. Qualsiasi impianto di rimodulazione, indipendentemente dal sistema di connessione, può essere oggetto di una richiesta di certificazione a RTE. È quindi il gestore di capacità che fa prima una stima del proprio quantitativo di capacità che può essere disponibile in periodi di picco dei consumi (detto «PP2») in un determinato anno di consegna.

(18) Il numero di giorni di PP2 per un anno di consegna è compreso tra 10 e 25. Inoltre i giorni di PP1 sono necessariamente giorni di PP2. I giorni di PP2 che non sono giorni di PP1 sono selezionati il giorno precedente per il giorno successivo da RTE in base ai criteri di tensione che gravano sul sistema elettrico. Le fasce orarie interessate sono le stesse dei giorni di PP1. Il numero delle ore di picco di PP2 è quindi compreso tra le 100 e le 250 ore all'anno.

(19) Il livello certificato viene calcolato da RTE in base ai dati trasmessi e ai metodi di calcolo previsti dalla base giuridica del meccanismo. Vengono ad esempio apportate delle correzioni per tenere conto del numero possibile di giorni successivi di attivazione delle capacità certificate oppure del contributo effettivo alla riduzione del rischio di inadempimento di una capacità la cui fonte primaria di energia è soggetta a un'incognita meteorologica.

(20) Il gestore può successivamente modificare le sue previsioni di disponibilità durante tutto il dispositivo, anche nell'arco dell'anno di consegna, grazie a un meccanismo di bilanciamento. Il bilanciamento corrisponde a una «ricertificazione» della capacità e consente al gestore di adeguare le sue previsioni man mano che vengono rese disponibili nuove informazioni sulla sua capacità. Il bilanciamento può essere al ribasso o al rialzo.

([3]) L'accesso regolato all'elettricità di origine nucleare storica (ARENH) è un diritto che permette ai fornitori di acquistare elettricità da EDF a un prezzo regolamentato e per quantitativi stabiliti dalla Commissione di regolamentazione dell'energia (CRE). Maggiori informazioni sull'ARENH sono disponibili all'indirizzo: https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp

(21) Questo impianto dichiarativo è completato da un sistema di controllo di capacità: il principio prevede che tutte le capacità certificate vengano attivate almeno una volta all'anno. Si tratta infatti di sottoporre ogni capacità a test aleatori senza preavviso del gestore. Una capacità non può essere testata più di tre volte per periodo di consegna.

(22) Le modalità precise di certificazione variano a seconda del tipo di capacità in questione:

1) le capacità di produzione esistenti possono iniziare a farsi certificare 4 anni prima del periodo di consegna e devono chiedere di farsi certificate 3 anni prima dell'inizio dell'anno di consegna;

2) le capacità di produzione in corso di programmazione possono chiedere di farsi certificare a partire dalla sottoscrizione del primo regolamento del contratto di connessione siglato e fino a due mesi prima dell'inizio del periodo di consegna;

3) le capacità di rimodulazione possono farsi certificare fino a due mesi prima dell'inizio del periodo di consegna.

(23) Il responsabile del perimetro di certificazione («RPC») è la persona giuridica finanziariamente responsabile degli sbilanciamenti dei gestori di capacità del proprio perimetro. I gestori possono essere RPC di se stessi o stipulare un contratto con un RPC. I responsabili del perimetro di certificazione possono «moltiplicare» le capacità all'interno del proprio perimetro.

(24) Per quanto riguarda il regolamento finanziario degli sbilanciamenti, RTE comunica ai responsabili RPC lo sbilanciamento osservato nel loro perimetro entro il 1º dicembre dell'anno di consegna + 2.

2.3. **Scambi di garanzie di capacità**

(25) Tutte le garanzie di capacità sono annotate nel registro delle garanzie di capacità tenuto dal gestore del sistema RTE. Tutti i fornitori e i gestori sono tenuti ad aprire un conto presso RTE nel registro delle garanzie di capacità. Gli operatori integrati verticalmente devono quindi disporre di due conti in questo registro: uno per le attività di produzione e uno per le attività di vendita.

(26) La titolarità di una garanzia di capacità è quella che risulta dall'inscrizione della stessa, da parte di RTE, nel conto detenuto dal proprietario nel registro delle garanzie di capacità. Ciascuna garanzia di capacità emessa viene numerata con il duplice obiettivo di consentirne la gestione e di garantire la tracciabilità degli scambi. Questa garanzia è valida per un anno di consegna. La garanzia di capacità, la cui unità è pari a 0,1 MW ([4]), esiste in quanto tale una volta emessa: un operatore che detiene una garanzia di capacità non corre nessun rischio legato alla capacità sottostante che ne è all'origine.

(27) I trasferimenti di garanzie di capacità tra operatori (emissione e cessione) vengono effettuati mediante apposita annotazione nel registro delle garanzie di capacità, su richiesta di ambo le parti (parte cedente e parte beneficiaria). I trasferimenti effettivi di titolarità vengono effettuati mediante iscrizione di una garanzia di capacità sul conto dell'operatore beneficiario.

(28) Le garanzie di capacità possono essere scambiate con trattativa privata o su mercati organizzati.

(29) Gli scambi delle garanzie di capacità possono essere effettuati durante tutto il periodo intercorrente tra la certificazione e la data limite di cessione delle garanzie di capacità. Come illustrato al considerando 23, RTE comunica a ciascun fornitore l'importo del suo obbligo di capacità entro il 1º dicembre dell'anno di consegna + 2. La data limite di cessione cade 15 giorni dopo.

(30) I fornitori che alla data limite di comunicazione dell'obbligo hanno garanzie di capacità in eccesso rispetto al loro obbligo sono tenuti a effettuare un'offerta pubblica di vendita prima della data ultima di cessione delle garanzie di capacità.

(31) Cinque giorni dopo la data ultima di cessione delle garanzie di capacità, RTE calcola per ogni fornitore lo sbilanciamento tra l'importo dell'obbligo di capacità del fornitore e l'importo delle garanzie di capacità indicato sul conto del fornitore nel registro delle garanzie di capacità, oltre a calcolare il relativo regolamento finanziario.

([4]) Il livello di capacità certificato è arrotondato a 0,1 MW. Le capacità di potenza inferiore a 1 MW possono aggregarsi per partecipare al mercato.

2.4. **Regolamento finanziario degli sbilanciamenti**

(32) Il meccanismo prevede una responsabilizzazione sugli sbilanciamenti tra i valori effettivi e quelli previsti.

(33) L'architettura complessiva dei regolamenti finanziari è molto simile a quella in vigore per l'energia (bilanciamento o *balancing*) e muove dal principio che i fornitori e i responsabili del perimetro di certificazione effettuino un regolamento finanziario in caso di sbilanciamento negativo o che ricevano un regolamento finanziario in caso di sbilanciamento positivo. In caso di sbilanciamento negativo, tutti i consumatori finali beneficiano di una riduzione di prezzo attraverso la cosiddetta tariffa di utilizzazione delle reti pubbliche di elettricità (in prosieguo «TURPE») ([5]).

(34) Il prezzo di regolamento per un determinato anno di consegna dipende da alcuni criteri:

1) quando la sicurezza di approvvigionamento non è seriamente minacciata, il prezzo di regolamento finanziario si basa interamente sul prezzo di mercato (PRM, ovvero la media aritmetica dei prezzi della capacità fissati nelle aste organizzate prima dell'anno di consegna). Per il regolamento degli sbilanciamenti negativi, viene aggiunto a questo prezzo un coefficiente di incentivazione (coefficiente K) per favorire il ricorso al mercato delle garanzie piuttosto che attendere il regolamento finanziario (nel caso degli sbilanciamenti positivi, il coefficiente viene dedotto);

2) quando la sicurezza di approvvigionamento è seriamente minacciata (sbilanciamento complessivo al di sotto di una soglia che deve essere determinata da RTE; per i primi due anni di consegna la soglia è stata fissata a 2 GW al di sotto dell'obbligo complessivo), il prezzo per il regolamento degli sbilanciamenti fa riferimento a un prezzo amministrato (Pammin). Questo prezzo amministrato costituisce il massimale del prezzo della capacità sul mercato.

(35) Una volta calcolati i vari regolamenti degli sbilanciamenti, i responsabili del perimetro di certificazione e i fornitori che presentano sbilanciamenti negativi versano l'importo del regolamento di cui sono debitori sul fondo corrispondente, mentre i responsabili del perimetro di certificazione e i fornitori con sbilanciamenti positivi ricevono dal loro fondo corrispondente l'importo del regolamento di cui sono creditori. La somma dei regolamenti positivi è tuttavia al massimo uguale, per un dato anno di consegna, alla somma dei versamenti effettuati per i regolamenti finanziari negativi. Gli eventuali residui dei fondi per il regolamento degli sbilanciamenti vengono interamente ridistribuiti agli utenti del sistema di trasmissione pubblico di elettricità, ovvero a tutti i clienti finali.

(36) Non esiste alcun flusso finanziario tra il fondo per il regolamento degli sbilanciamenti dei responsabili del perimetro di certificazione e il fondo per il regolamento degli sbilanciamenti dei fornitori. Non c'è quindi nessun flusso finanziario tra i gestori di capacità e i fornitori interessati nell'ambito del regolamento degli sbilanciamenti.

(37) RTE effettua la gestione amministrativa, contabile e finanziaria dei fondi a titolo degli sbilanciamenti («*fondo per il regolamento degli sbilanciamenti dei responsabili del perimetro di certificazione*» e «*fondo per il regolamento del bilanciamento di capacità dei fornitori*») secondo le norme della contabilità privata. RTE si occupa quindi della fatturazione e della riscossione delle somme dovute dai responsabili del perimetro di certificazione e dai fornitori, oltre che dall'accertamento degli eventuali mancati pagamenti.

(38) La CRE, autorità di regolamentazione nazionale del settore dell'energia, è invece incaricata del controllo del regolamento degli sbilanciamenti dei fornitori (articolo 7 del decreto n. 2012-1405 codificato nell'articolo R. 335-12 del codice dell'energia) e può comminare una sanzione amministrativa in caso di inosservanza dell'obbligo legale relativo al regolamento degli sbilanciamenti. La sanzione deve essere proporzionata e non può superare per un anno di consegna 120 000 EUR per ogni MW di capacità (articolo L. 335-7 del codice dell'energia).

2.5. **Base giuridica nazionale**

(39) I testi legislativi e normativi che regolamentano il meccanismo di capacità sono:

1) la legge n. 2010-1488 del 7 dicembre 2010 relativa alla nuova organizzazione del mercato dell'elettricità, codificata in particolare negli articoli da L. 335-1 a L. 335-7 e da L. 321-16 a L. 321-17 del codice dell'energia;

2) il decreto n. 2012-1405 del 14 dicembre 2012 relativo al contributo dei fornitori alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e che istituisce un meccanismo di obbligo di capacità nel settore dell'elettricità, previsto dall'articolo L. 335-6 e codificato negli articoli della parte normativa del codice dell'energia da R. 335-1 a D. 335-54;

([5]) La TURPE, introdotta con la legge n. 2000-108 del 10 febbraio 2000, è utilizzata per remunerare i gestori del sistema di trasmissione e di distribuzione. Il metodo di calcolo della TURPE e la sua evoluzione sono stabiliti dalla CRE.

3) il decreto del 22 gennaio 2015 che definisce le norme del meccanismo di capacità, decreto adottato in applicazione dell'articolo 2 del decreto n. 2012-1405 del 14 dicembre 2012 relativo al contributo dei fornitori alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e che istituisce un meccanismo di obbligo di capacità nel settore dell'elettricità;

4) l'allegato al decreto del 22 gennaio 2015: Norme del meccanismo di capacità.

(40) Alla luce delle azioni correttive proposte dalla Francia dopo gli addebiti mossi dalla Commissione nella decisione di avvio, questi testi saranno modificati o completati per tenere conto di tutte le soluzioni descritte nella sezione 3 della presente decisione.

2.6. **Beneficiari**

(41) I beneficiari del meccanismo sono i titolari di capacità che ricevono le garanzie di capacità dallo Stato (attraverso RTE) e che hanno la possibilità di rivenderle.

2.7. **Obiettivo del meccanismo: sicurezza dell'approvvigionamento**

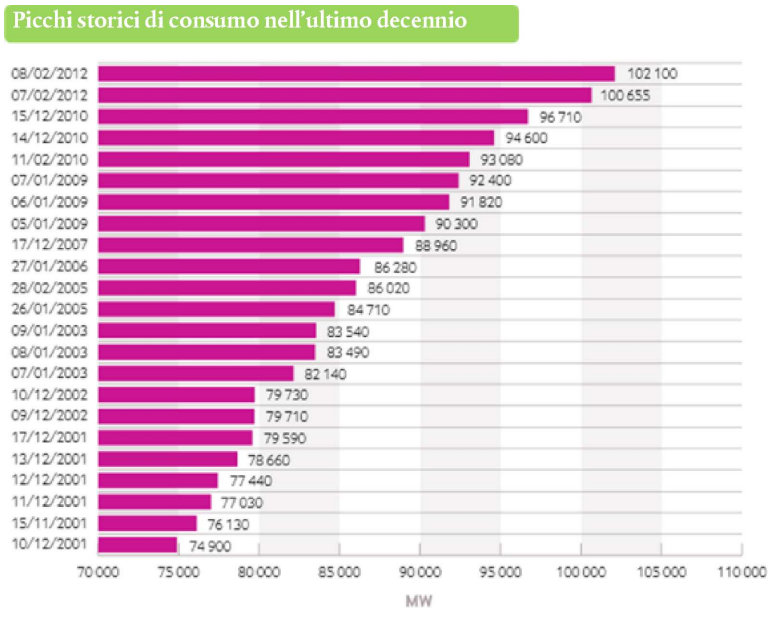
(42) L'indicatore scelto dalla Francia per valutare il rischio di squilibrio tra offerta e domanda di energia elettrica è la previsione della durata dell'inadempimento per uno sbilanciamento tra offerta e domanda (*Loss of Load Expectation* (LoLE)]. Le autorità hanno scelto di considerare una previsione di inadempimento per la Francia di 3 ore in media all'anno.

(43) Le autorità francesi hanno spiegato che si registra ormai da anni in Francia nel periodo invernale un picco dei consumi di energia elettrica. Il sistema elettrico francese è infatti caratterizzato da un'elevata termosensibilità dei consumi elettrici, che determina un picco dei consumi elettrici in caso di ondate di freddo invernale. Come illustrato dalla figura 2, questa termosensibilità è ulteriormente aumentata negli ultimi anni, soprattutto a causa dell'incremento dei consumi legati al riscaldamento elettrico, ma anche a causa dei nuovi usi dell'energia elettrica che spesso coincidono con il picco di consumo serale.

(44) L'aumento di questo picco è più rapido dell'incremento del livello generale dei consumi elettrici. Il picco dei consumi francesi è peraltro caratterizzato da una forte volatilità, tanto che le differenze di consumo possono essere particolarmente significative (fino a 20 GW tra un anno e l'altro). È quindi fondamentale tenere sotto controllo il picco del consumo elettrico, soprattutto in un contesto di spostamento dei consumi energetici verso l'elettricità.

Figura 2

Picchi storici di consumo in Francia



Fonte: RTE — Bilancio preventivo dell'equilibrio offerta-domanda di elettricità in Francia 2014, pag. 33.

(45) Dal punto di vista dell'offerta, RTE ritiene che l'Europa sia caratterizzata da una stagnazione della domanda e da una significativa sovraccapacità di produzione elettrica, entrambe imputabili a diversi fattori. Da un lato, la crisi economica ha ridotto a partire dal 2008 la domanda di energia elettrica, mentre dall'altro si assiste al rapido sviluppo delle energie rinnovabili sovvenzionate «fuori mercato» che beneficiano di un accesso prioritario al sistema elettrico. Parallelamente, le centrali europee a carbone registrano una forte ripresa dell'attività per effetto del calo del prezzo di questo combustibile dovuto al boom del gas di scisto americano che ha spinto gli Stati Uniti a esportare massicciamente in Europa la loro produzione di carbone ormai eccedentaria. Si registra infine una forte riduzione della redditività e, quindi, dell'attività delle centrali a gas, diventate meno competitive delle centrali a carbone.

(46) In tale contesto, le incognite legate alle condizioni climatiche alimentano incertezza sulla remunerazione delle capacità di punta necessarie a coprire questo picco dei consumi. I picchi di consumo sono eventi rari che incidono per alcune ore all'anno, ma in alcuni anni possono anche essere del tutto assenti se le temperature sono miti.

(47) Il meccanismo di capacità francese è stato pensato come uno degli elementi di risposta a questo problema al fine di garantire il rispetto del criterio della sicurezza dell'approvvigionamento stabilito delle autorità pubbliche. Vuole essere, da un lato, un modo per modificare i comportamenti di consumo nei momenti di picco (approccio della domanda) e, dall'altro, un modo per incentivare investimenti adeguati in termini di impianti di produzione e capacità di rimodulazione (approccio dell'offerta).

2.8. **Bilancio**

(48) Il valore delle garanzie di capacità non è fissato a livello amministrativo, ma è stabilito dal mercato. Gli scambi sono liberamente determinati dagli operatori del meccanismo in base alle loro previsioni, alla loro strategia di copertura e alle informazioni in loro possesso.

(49) Benché la natura decentrata del meccanismo renda difficile effettuare una previsione di bilancio, è stata effettuata una stima prendendo come ipotesi un obbligo di capacità totale per la domanda francese compreso tra 80 000 e 95 000 MW e ipotizzando un coefficiente di sicurezza mantenuto a 0,93. La domanda dipenderà, da un lato, dall'andamento dei consumi nella Francia metropolitana e, dall'altro, dalle azioni di controllo della domanda che saranno messe in atto dai fornitori di elettricità, con una conseguente riduzione dell'obbligo individuale che essi dovranno assolvere. Alla luce di quanto precede, i redditi lordi percepiti dai gestori sul mercato della capacità potrebbero essere compresi tra 0 e 30 EUR/kW nel periodo tra il 2017 e il 2026, con importi più elevati negli anni in cui si rivelasse necessaria la costruzione di nuovi mezzi di produzione.

2.9. **Durata**

(50) Il primo anno di consegna ha inizio il 1º gennaio 2017. In deroga alla regola generale che prevede che le certificazioni siano effettuate quattro anni prima dell'anno di consegna, la certificazione per il primo anno di consegna (2017) è iniziata il 1º aprile 2015. Ad oggi, se le autorità francesi non prevedono una data di cessazione del meccanismo, verrà comunque effettuata da RTE e dall'autorità di regolamentazione una valutazione annuale secondo la normativa francese. Tale valutazione potrà eventualmente condurre a una revisione del meccanismo (ad esempio per renderlo conforme agli ultimi cambiamenti intervenuti nella legislazione europea) o alla cessazione del meccanismo stesso, se quest'ultimo non fosse più necessario ([6]).

2.10. **Cumulo**

(51) Per quanto riguarda gli impianti con contratto di obbligo d'acquisto (fonti di elettricità di origine rinnovabile) o ammissibili alla remunerazione aggiuntiva, gli articoli L. 121-24 e L. 335-5 del codice dell'energia prevedono che l'utile della vendita delle garanzie di capacità sia dedotto dai loro oneri totali di servizio pubblico, compresi gli altri aiuti di Stato attribuiti e che finanziano il meccanismo di sostegno mediante obbligo di acquisto. Simmetricamente, i produttori non saranno soggetti al regolamento degli sbilanciamenti se la capacità effettiva è inferiore a quella certificata per le incognite legate alla disponibilità della risorsa primaria ([7]).

([6]) L'articolo 20 del decreto relativo al meccanismo di capacità prevede una relazione annuale della CRE basata sui lavori di RTE sul meccanismo («Un anno dopo la pubblicazione delle norme del meccanismo di capacità, e successivamente ogni anno, la Commissione di regolamentazione dell'energia consegna al ministro dell'Energia una relazione basata sui lavori del gestore del sistema di trasmissione riguardante l'integrazione del meccanismo di capacità nel mercato europeo. Questa relazione contiene informazioni sull'evoluzione nei paesi vicini della regolamentazione sul contributo degli operatori alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. La relazione analizza l'interazione tra il meccanismo di capacità francese e i dispositivi messi in atto in questi paesi e propone eventuali miglioramenti del funzionamento del meccanismo di capacità»). Inoltre il decreto relativo all'adozione delle norme di funzionamento del meccanismo prevede 2 articoli sulle relazioni di valutazione che devono essere stilate da RTE (oltre a quanto previsto dal decreto): articoli 5 e 8 (questione transfrontaliera e impatto dinamico del meccanismo).

([7]) A titolo esemplificativo, un produttore di energia eolica che ha un problema di manutenzione/installazione e non procede a un bilanciamento è soggetto al regolamento degli sbilanciamenti, mentre non lo è ad esempio in caso di assenza di vento.

3. DESCRIZIONE DELLE RAGIONI CHE HANNO CONDOTTO ALL'AVVIO DEL PROCEDIMENTO

3.1. Aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE

(52) La Commissione aveva già concluso al considerando 143 della decisione di avvio che la misura costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE per i motivi di seguito illustrati.

3.1.1. *Imputabilità e finanziamento con risorse statali*

(53) Nella decisione di avvio la Commissione ha considerato che c'è trasferimento di risorse statali non solo in caso di trasferimento di denaro diretto dalle casse dello Stato o di un soggetto pubblico, ma anche quando i fondi per sostenere il meccanismo provengono dal patrimonio delle imprese a condizione che: i) lo Stato rinunci alla raccolta di risorse statali da incassare; e/o che ii) le risorse finanziarie messe a disposizione nell'ambito del meccanismo restino sotto il controllo pubblico senza per forza appartenere costantemente al patrimonio pubblico.

(54) Per quanto riguarda il primo punto, lo Stato francese rinuncia a risorse pubbliche in quanto attribuisce gratuitamente i certificati di capacità ai gestori di capacità invece di venderli (come nelle cause NO_X ([8]) e *certificati verdi rumeni* ([9])).

(55) Per quanto riguarda il secondo punto, le risorse finanziarie necessarie a sostenere il meccanismo restano sotto il controllo dello Stato (analogamente alle cause *Vent de Colère* ([10]) e *Essent* ([11])) in quanto: i) i fondi sono alimentati da contributi obbligatori imposti dallo Stato e quindi imputabili a quest'ultimo; ii) lo Stato fissa dei parametri (criterio della sicurezza di approvvigionamento e metodologia per stabilire il prezzo di riferimento di mercato, che determina il prezzo per il regolamento degli sbilanciamenti) che influenzano il prezzo della capacità e la quantità complessiva di certificati, anche se in quanto tali non sono fissati dallo Stato; iii) la Commissione di regolamentazione dell'energia (CRE) è abilitata a comminare sanzioni ai fornitori che non rispettano i loro obblighi di regolamento degli sbilanciamenti; e iv) il gestore del sistema di trasmissione RTE è stato designato dallo Stato per gestire il fondo per il regolamento degli sbilanciamenti.

3.1.2. *Vantaggio selettivo*

(56) Secondo la Commissione, la sentenza *Altmark* ([12]) non è applicabile al caso di specie in quanto l'obbligo di servizio pubblico non è chiaramente definito. Gli obblighi del meccanismo sarebbero numerosi e diversi a seconda delle parti in causa (gestori di centrali, operatori di rimodulazione, fornitori). Per quanto riguarda gli adempimenti a carico dei gestori di capacità, l'obbligo di certificazione non è rigorosamente definito in quanto: i) è facoltativo per le capacità di rimodulazione; e perché ii) gli operatori degli impianti di produzione esistenti possono scegliere il livello di capacità da certificare.

(57) La cessione delle garanzie di capacità costituisce pertanto un vantaggio e non la contropartita di un obbligo di servizio pubblico. Il vantaggio conferito è selettivo, dal momento che il meccanismo prevede un aiuto ai gestori di capacità e non ad altri settori dell'economia.

3.1.3. *Ripercussioni sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri*

(58) Secondo la Commissione, il meccanismo di capacità potrebbe incidere sulla concorrenza con i gestori di capacità situati all'estero (e quindi ripercuotersi anche sugli scambi tra Stati membri) in quanto i gestori di capacità francesi beneficerebbero di un vantaggio di cui i gestori di capacità stranieri non potrebbero beneficiare, non potendo farsi certificare.

([8]) Causa C-279/08 P, *Commissione/Paesi Bassi*, [2011] ECLI:EU:C:2011:551.

([9]) SA.37177, *Romania — Amendments to the green certificates support system for promoting electricity from renewable sources*.

([10]) Causa C-262/12, *Association Vent de Colère! Fédération nationale e.a contro ministre de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement e ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie* [2013] ECLI:EU:C:2013:851.

([11]) Cause riunite da C-204/12 a C-208/12, *Essent Belgium NV contro Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt* [2014] ECLI:EU:C:2014:2192.

([12]) Causa C-280/00CGUE, *Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg contro Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH* [2003] ECLI:EU:C:2003:415.

3.2. **Obiettivo di interesse comune e necessità**

(59) Il timore delle autorità francesi sull'adeguatezza delle capacità produttive è strettamente legato ai picchi di domanda che si verificano in periodi relativamente brevi di freddo intenso a causa della forte dipendenza della Francia dal riscaldamento elettrico.

(60) Nella decisione di avvio erano stati sollevati dubbi in merito alla necessità della misura per i motivi di seguito riportati:

1) la relazione sull'adeguatezza delle capacità produttive «*Scenario Outlook and Adequacy Forecast*» di REGRT-E ([13]) evidenzia un problema di sicurezza di approvvigionamento solo a partire dal 2025;

2) la Francia non sembrava aver vagliato soluzioni diverse dal meccanismo di capacità, come tariffe che incentiverebbero la riduzione dei consumi nei periodi di picco;

3) nonostante l'introduzione di un quadro normativo favorevole alla rimodulazione dei consumi e che ha consentito alle rimodulazioni degli operatori indipendenti di subentrare a quelle offerte dal fornitore storico, RTE non prevede un aumento netto significativo delle capacità francesi di rimodulazione nel periodo 2014-2019.

3.3. **Adeguatezza dell'aiuto**

(61) Secondo le considerazioni della Commissione nella decisione di avvio, il meccanismo rischiava di creare discriminazioni tra le varie capacità di rimodulazione. In particolare, possono partecipare al meccanismo due tipi di rimodulazione dei consumi: da un lato, la capacità di rimodulazione implicita, che consiste in una riduzione dell'obbligo di capacità dei fornitori fino a concorrenza del quantitativo di capacità ottenuto staccando clienti nelle ore di punta per 10-15 giorni all'anno; dall'altro, la capacità di rimodulazione esplicita, che richiede ai (grandi) consumatori o agli aggregatori di far certificare il proprio potenziale di riduzione dei consumi e di rendere tale capacità disponibile (senza che venga necessariamente ridotta) nelle ore di punta per 10-25 giorni all'anno.

(62) Nella decisione di avvio la Commissione ha inoltre criticato il fatto che il meccanismo non fosse disponibile per tutte le tecnologie suscettibili di contribuire alla sicurezza di approvvigionamento, soprattutto le interconnessioni e/o le capacità straniere.

(63) La Commissione aveva altresì sottolineato il rischio che le nuove capacità produttive non potessero partecipare al meccanismo, soprattutto a causa dell'assenza di segnali di prezzi affidabili per le garanzie di capacità. La Commissione temeva in particolare:

1) che la durata di validità relativamente breve delle garanzie di capacità non permettesse di lanciare un segnale di prezzo affidabile;

2) che i fornitori e soprattutto i nuovi arrivati avessero difficoltà a prevedere con largo anticipo l'andamento del loro portafoglio clienti;

3) che gli incentivi per permettere agli operatori di raggiungere l'equilibrio prima dell'AC non fossero sufficienti;

4) che il massimale relativo al prezzo per il regolamento degli sbilanciamenti non riflettesse i costi di un nuovo arrivato («*cost of new entry*», in appresso «CONE»).

3.4. **Proporzionalità**

(64) Nella decisione di avvio la Commissione aveva osservato il rischio che il meccanismo potesse condurre a una sovracompensazione di alcuni gestori di capacità, soprattutto a causa dei seguenti fattori:

1) il rischio della sopravvalutazione dei consumi da parte dei fornitori: si tratta di un rischio potenziale se gli obblighi di capacità dei singoli fornitori non sono sufficientemente chiari;

2) la potenziale mancanza di trasparenza nella determinazione del prezzo della capacità, soprattutto a causa di un quantitativo potenzialmente elevato di transazioni effettuate con trattativa privata e di transazioni infragruppo che potrebbe falsare il segnale di prezzo e determinare una sovracompensazione;

([13]) La Commissione si riferiva all'edizione 2015 consultabile all'indirizzo: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf

3) la limitata partecipazione al meccanismo (esclusione delle capacità transfrontaliere e discriminazione tra i vari operatori di rimodulazione);

4) il potere di mercato di EDF: la possibilità come venditore di aumentare artificiosamente il valore delle garanzie di capacità, pur applicando prezzi inferiori al suo ramo vendita. La Commissione aveva indicato in particolare tre rischi sottostanti: il rischio di accaparramento di capacità, il rischio di accaparramento di garanzie di capacità e il rischio di compressione dei margini.

3.5. **Prevenzione degli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi**

(65) Nella decisione di avvio la Commissione ha evidenziato alcuni problemi in termini di potenziali distorsioni della concorrenza, sia a livello di produzione sia a livello di fornitura di energia elettrica.

(66) La Commissione ha espresso timori in merito all'esistenza di sostanziali asimmetrie informative. I grandi fornitori integrati verticalmente, soprattutto quelli già presenti sul mercato francese, sono suscettibili di beneficiare di un vantaggio che scaturisce da una loro più approfondita conoscenza del mercato, soprattutto per quanto riguarda la disponibilità delle capacità, il fabbisogno di approvvigionamento e i prezzi. Essi sono pertanto in grado di elaborare previsioni più affidabili e sono più efficienti nel rispettare gli obblighi imposti dal meccanismo.

(67) Inoltre, sempre per effetto dell'asimmetria informativa, i nuovi arrivati avranno probabilmente più difficoltà a stimare il loro portafoglio clienti futuro, sebbene questa stima sia in realtà fondamentale per calcolare il bisogno di garanzie di capacità.

(68) La Commissione ha inoltre espresso timori sul possibile accaparramento di capacità da parte dell'operatore storico dominante.

(69) La Commissione aveva sottolineato anche il rischio di accaparramento di garanzie di capacità da parte dell'operatore storico dominante.

(70) Per giunta, la Commissione aveva segnalato un rischio legato a pratiche di esclusione basate sui prezzi (compressione dei margini, prezzi predatori) da parte dell'operatore storico dominante.

(71) La Commissione ha sottolineato che l'assenza di segnali di prezzo a lungo termine in materia di capacità rischia di creare o di rafforzare le barriere all'ingresso per i nuovi produttori. Gli investimenti a lungo termine effettuati dai nuovi arrivati possono necessitare di una certa prevedibilità dei prezzi per un determinato numero di anni, una prevedibilità che garanzie certificate per un anno non sono in grado di fornire.

(72) La Commissione aveva peraltro ribadito la propria posizione in merito alla limitazione della concorrenza all'interno del meccanismo con l'esclusione dallo stesso di alcuni tipi di gestori di capacità (capacità transfrontaliere, discriminazione tra gestori di capacità di rimodulazione).

4. **OSSERVAZIONI DEGLI INTERESSATI E COMMENTI DELLA FRANCIA**

(73) Nel periodo di consultazione relativo alla decisione di avvio, la Commissione ha ricevuto 18 risposte da interessati diversi dallo Stato francese, da RTE e dalla CRE. Una parte ha risposto dopo la scadenza utile.

(74) Le varie osservazioni, raggruppate di seguito per tema, saranno riprese al momento della valutazione della misura ma senza fare esplicito riferimento alle stesse.

4.1. **Aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE**

(75) I rispondenti sono divisi sulla questione della qualificazione del meccanismo come aiuto di Stato. Una metà ritiene che la misura costituisca esplicitamente o implicitamente un aiuto di Stato senza reagire al ragionamento della Commissione a tale proposito, mentre l'altra metà ritiene che il meccanismo non costituisca un aiuto di Stato per i motivi di seguito illustrati.

(76) Due rispondenti fanno esplicito riferimento alla decisione n. 369417 del 9 ottobre 2015 del Consiglio di Stato francese (ricorso presentato dall'Associazione nazionale degli operatori di vendita al dettaglio di energia o ANODE ([14])) in cui il Consiglio di Stato ha ritenuto che il meccanismo di capacità proposto non presentasse le caratteristiche di un aiuto di Stato. Anche le autorità francesi hanno fatto riferimento alle conclusioni del Consiglio di Stato in questa causa ([15]).

(77) Le argomentazioni delle autorità francesi in merito alla qualificazione della misura come aiuto di Stato devono essere lette insieme a quelle già riportate nella decisione di avvio.

(78) Le autorità francesi hanno deciso di intraprendere un'indagine approfondita con la Commissione europea senza ritornare su questi elementi; si sono inoltre focalizzate sulla proposta delle misure volte a garantire la compatibilità del meccanismo di capacità con il mercato interno, indipendentemente dalla questione relativa alla qualificazione della misura come aiuto di Stato. Per completezza, le argomentazioni della Francia sulla qualificazione della misura come aiuto di Stato sono comunque riportate di seguito.

4.1.1. *Imputabilità e finanziamento con risorse statali*

4.1.1.1. Osservazioni degli interessati

(79) Due aggregatori di rimodulazione, due società elettriche integrate verticalmente e l'Union française de l'électricité ritengono che la misura non sia finanziata con risorse statali. In particolare, questi rispondenti affermano che il trasferimento dei fondi in questione avviene direttamente ed esclusivamente tra operatori privati; RTE non ha né dispone del fondo per il regolamento degli sbilanciamenti.

(80) Inoltre, sempre secondo questi rispondenti, le norme applicabili alla gestione di queste risorse potrebbero essere paragonabili a quelle per la gestione degli sbilanciamenti/adeguamenti nell'ambito dello schema del responsabile di equilibrio nel mercato dell'energia.

(81) EDF aggiunge che il ruolo dello Stato francese rispetto al meccanismo è semplicemente quello di definire un quadro normativo specifico nel quale operano solo soggetti privati. Secondo EDF, introducendo un meccanismo di capacità, lo Stato francese fa di fatto uso dei suoi poteri pubblici e agisce in quanto autorità di regolamentazione del mercato.

(82) Sempre secondo EDF, il meccanismo di capacità è nettamente diverso anche dal sistema evocato nella causa *Commissione/Paesi Bassi* («NO_X») ([16]), in cui lo Stato neerlandese aveva concesso veri e propri «diritti ad inquinare» che permettevano di evitare il pagamento di ammende e che presentavano un valore commerciale fin della loro concessione da parte dello Stato. I certificati non hanno pertanto alcun valore nel rapporto tra lo Stato francese e i gestori di capacità.

4.1.1.2. Commenti della Francia

(83) Secondo le autorità francesi, il prezzo delle garanzie di capacità, e quindi i redditi che i gestori di capacità potrebbero ricavare dalla vendita dei loro certificati, non è stabilito dallo Stato. Lo Stato non interviene nemmeno sulla quantità di prodotti offerti sul mercato. In un meccanismo decentrato è invece il mercato a determinare il prezzo e la quantità di certificati. I flussi finanziari inerenti al meccanismo di capacità si registrano pertanto tra operatori di diritto privato e non avvengono mai sotto il controllo dello Stato.

(84) Secondo le autorità francesi, i flussi finanziari relativi al regolamento degli sbilanciamenti dovrebbero inoltre essere assolutamente marginali nel meccanismo (considerati gli incentivi al bilanciamento sul mercato a monte) e non possono essere considerati risorse statali o sotto il controllo dello Stato. Il regolamento degli sbilanciamenti previsto per il meccanismo di capacità segue lo stesso modello di quello attualmente in vigore in Europa per il regolamento degli sbilanciamenti sul mercato dell'energia (*electricity balancing settlement mechanisms*).

([14]) L'ANODE è l'associazione dei fornitori alternativi della Francia.
([15]) Decisione del Consiglio di Stato francese, 9a e 10a sottosezioni riunite, 9 ottobre 2015.
([16]) Causa C-279/08; cfr. nota a piè di pagina 8. La Commissione faceva riferimento a questo caso al considerando 108 della decisione di avvio.

(85) Le autorità francesi aggiungono che il meccanismo è più simile a quello trattato nella causa *PreussenElektra* ([17]) che non a quelli discussi nelle cause *Vent de Colère* ([18]) e *Essent* ([19]). Come nella causa *PreussenElektra*, e contrariamente a quanto previsto nella causa *Vent de Colère*, il meccanismo di capacità non prevede un sistema di compensazione per i fornitori. Inoltre, contrariamente a *Essent*: i) i flussi finanziari restano costantemente di proprietà di operatori privati (fornitori e gestori di capacità); e ii) i flussi finanziari non provengono da una tassa. La presenza di risorse statali è ancora più contestabile se si considera che, al contrario della giurisprudenza *PreussenElektra*, non è stato stabilito per le garanzie di capacità nessun prezzo di acquisto minimo.

(86) Inoltre, secondo le autorità, la cessione di garanzie di capacità non può essere interpretata come rinuncia a una risorsa pubblica. Lo Stato non rinuncia infatti a nessuna risorsa, dal momento che il valore commerciale dei certificati di garanzia può scaturire: i) dal valore intrinseco del sottostante che essi comprendono; o ii) dalla loro rarità al momento dell'emissione. Questi due elementi esulano dai poteri dello Stato e distinguono questo caso dalle cause NO_X e *certificati verdi rumeni*, in cui i certificati potevano rispettivamente essere venduti all'asta o avere un valore minimo.

(87) Infine, nel caso rumeno, la legge impone esplicitamente ai fornitori di ripercuotere i costi di acquisto dei certificati verdi sui consumatori. La Corte di giustizia dell'Unione europea (CGUE) aveva seguito un ragionamento simile nella causa *Vent de Colère* (i fornitori fungono solo da intermediari finanziari e il contributo al servizio pubblico dell'elettricità ([20]) permette di garantire la compensazione dei loro costi aggiuntivi). Al contrario, nel caso del meccanismo francese, i fornitori sono assolutamente liberi di scegliere il modo di ripercuotere i costi sui loro consumatori. Nessun meccanismo garantisce ai fornitori la compensazione dei costi aggiuntivi legati all'acquisto delle garanzie di capacità.

4.1.2. *Vantaggio selettivo*

4.1.2.1. Osservazioni degli interessati

(88) Unitamente a EDF, una società attiva principalmente in Francia nella vendita all'ingrosso ritiene che il meccanismo costituisca un obbligo di servizio pubblico. Questa società fa riferimento alla decisione della Commissione nel caso N475/2003 relativo a una gara d'appalto per una nuova capacità in Irlanda ([21]).

(89) EDF ritiene che se l'operazione di certificazione corrisponde a un impegno di disponibilità, essa costituisce la contropartita di un servizio reso dai gestori di capacità e non un presunto vantaggio concesso a titolo gratuito.

(90) EDF e un'altra società elettrica integrata verticalmente ritengono inoltre che il meccanismo di capacità non conferisca nessun vantaggio selettivo ai gestori di capacità. A loro giudizio, i vari operatori del meccanismo si trovano in una situazione fattuale e giuridica identica e godono di un'assoluta parità di trattamento: sono infatti remunerati allo stesso modo indipendentemente dalla tecnologia in uso. Nessun gestore potrà quindi trovarsi avvantaggiato dalla specificità del suo parco produttivo.

(91) Secondo EDF è errato ritenere che questo presunto vantaggio sia selettivo sostenendo che il meccanismo di capacità «prevede un aiuto ai gestori di capacità e non ad altri settori dell'economia». Così facendo la Commissione ignora, da un lato, le caratteristiche del meccanismo di capacità («*market-wide*» e «*technology neutral*») e, dall'altro, la giurisprudenza della CGUE, che valuta la selettività di una misura tenendo conto delle altre imprese che si trovano in una situazione fattuale e giuridica paragonabile.

4.1.2.2. Commenti della Francia

(92) In primo luogo, le autorità francesi ritengono che l'attribuzione di certificati nell'ambito del meccanismo di capacità sia assolutamente la contropartita di un impegno di disponibilità nelle ore di elevato consumo o di tensione sul sistema elettrico.

([17]) Causa C-379/98, *PreussenElektra AG contro Schhleswag AG, in presenza di Windpark Reußenköge III GmbH e* Land *Schleswig-Holstein* [2001] ECLI:EU:C:2001:160.
([18]) Causa C-262/12; cfr. nota a piè di pagina 10.
([19]) Cause riunite da C-204/12 a C-208/12; cfr. nota a piè di pagina 11.
([20]) Il contributo al servizio pubblico dell'elettricità (CSPE) è un prelievo fiscale sui consumatori di elettricità in Francia, destinato a compensare gli operatori dei costi aggiuntivi generati dagli obblighi che vengono loro imposti dalla legge sul servizio pubblico dell'elettricità.
([21]) http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/137628/137628_485545_28_2.pdf

(93) In secondo luogo, le autorità francesi ritengono che l'obbligo di servizio pubblico sia chiaramente definito. Per quanto riguarda le rimodulazioni, il carattere facoltativo della loro certificazione agevola la partecipazione delle stesse al meccanismo di capacità. Per quanto concerne gli impianti di produzione, la componente dichiarativa del processo di certificazione non mette in discussione la precisione dell'obbligo di servizio pubblico: in caso di tentativo di manipolazione del mercato, la CRE sarà in grado di adottare le sanzioni necessarie, soprattutto se un operatore sottovalutasse le proprie capacità per spingere al rialzo il prezzo di queste garanzie di capacità.

(94) Dal momento che il meccanismo di capacità è tecnologicamente neutro, secondo le autorità, esso non procura nessun vantaggio selettivo a una determinata tecnologia di produzione o di rimodulazione.

(95) Secondo la Francia, il punto di vista della Commissione, che sembra ritenere il meccanismo di capacità selettivo perché si rivolge solo ai gestori di capacità (e non ad altri settori dell'economia), equivarrebbe a sostenere che qualsiasi misura settoriale è per natura selettiva.

4.1.3. *Ripercussioni sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri*

4.1.3.1. Osservazioni degli interessati

(96) Nessun rispondente ha presentato osservazioni su questo punto.

4.1.3.2. Commenti della Francia

(97) Le autorità francesi ritengono che il meccanismo di capacità non avrà ripercussioni sul mercato dell'elettricità, né a livello nazionale né nelle interazioni con i paesi vicini, e che continuerà a funzionare come ha sempre fatto. Esse sono in particolare del parere che il mercato di capacità non modificherà il prezzo dell'elettricità sui mercati spot.

4.2. **Obiettivo di interesse comune e necessità**

4.2.1. *Osservazioni degli interessati*

(98) I rispondenti ritengono in generale che il meccanismo sia necessario e che dovrebbe far parte integrante dell'organizzazione del mercato. Solo tre rispondenti contestano la necessità della misura sostenendo che:

1) l'analisi dell'adeguatezza delle capacità produttive condotta da RTE nel 2015 non prevede rischi di inadempimento;

2) esiste attualmente in Francia una sovraccapacità, come dimostra il fatto che per il 2017 il volume delle capacità certificate è superiore a quello necessario per far fronte a un picco dei consumi;

3) i consumi si sono ridotti negli ultimi anni e il piccolo dei consumi è stabile (RTE aveva previsto un aumento di questo picco).

4.2.2. *Commenti della Francia*

4.2.2.1. Sicurezza di approvvigionamento

(99) Secondo le autorità, negli ultimi studi di RTE è stato chiaramente definito un indicatore di sicurezza di approvvigionamento e individuato un rischio di inadempimento: nell'ultimo bilancio preventivo di RTE realizzato prima dell'entrata in vigore del meccanismo (nel 2014), lo studio per l'inverno 2016-2017 evidenzia un deficit di margine di 2 GW nello scenario di riferimento. Nel bilancio preventivo 2015 per l'inverno 2017-2018, questo margine era ridotto a 200 MW, ma grazie al segnale dato dall'introduzione del meccanismo. Queste analisi sarebbero confermate dalle valutazioni del *Pentalateral Energy Forum*.

(100) L'analisi di adeguatezza condotta da REGRT-E (la relazione «*Scenario Outlook and Adequacy Forecast*») si basava invece su una metodologia deterministica: in questa valutazione il picco dei consumi dovuto alle ondate di freddo e alla termosensibilità non era stato oggetto di un'analisi modellistica. Sono le differenze metodologiche

a determinare queste differenze di risultato. L'applicazione della metodologia target, che REGRT-E tenta di introdurre, porterà a una riduzione delle differenze tra queste previsioni. In tal senso, la relazione pubblicata nel 2016 da REGRT-E ([22]) (*Mid-Term Adequacy Forecast*), che è la prima versione a basarsi su una metodologia probabilistica, è coerente con i risultati dello studio di PLEF e di RTE.

(101) Contrariamente a quanto la Commissione sembra suggerire, il meccanismo di capacità francese non è stato pensato per risolvere un eventuale problema di *missing money*, ma per garantire la sicurezza di approvvigionamento del sistema elettrico francese (soprattutto nel picco dei consumi), remunerando la disponibilità delle risorse che non possono essere remunerate in modo soddisfacente solo sul mercato dell'energia.

(102) La Francia mette in atto diverse misure aggiuntive rispetto al meccanismo di capacità: progetti di interconnessioni; revisioni delle tariffe regolamentate e tariffe di utilizzazione dei sistemi pubblici di trasmissione e di distribuzione di elettricità che riflettano meglio le situazioni di rarità; sviluppo delle capacità di rimodulazione (ad esempio grazie all'evoluzione del quadro normativo dei mercati dell'elettricità per consentire la partecipazione delle rimodulazioni a tutti i meccanismi; soppressione delle barriere tecniche e competitive all'aggregazione delle capacità; utilizzo dei contatori comunicanti); ricorso alle energie rinnovabili ecc.

(103) Nel frattempo RTE ha pubblicato la sua valutazione dell'adeguatezza delle capacità di produzione per il 2016. Secondo le autorità, l'ultimo bilancio preventivo di RTE non modifica l'analisi delle autorità francesi ma la corrobora, illustrando ancora una volta che la sicurezza di approvvigionamento della Francia dipende dal futuro di alcune centrali termiche (soprattutto quelle a gas a ciclo combinato) e dalle rimodulazioni dei consumi, in particolare dalle filiere più sensibili all'introduzione del meccanismo di capacità.

Figura 3

Indicatori di inadempimento nello scenario «termico alto» e nello scenario «termico basso»

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Scenario «termico alto»	Energia attesa e non erogata	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Previsione della durata di inadempimento	0 h 45	0 h 30	1 h 00	0 h 45	0 h 15
	Margine o deficit di capacità	4 700 MW	5 400 MW	3 600 MW	3 700 MW	6 600 MW
Scenario «termico basso»	Energia attesa e non erogata	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Previsione della durata di inadempimento	2 h 30	3 h 45	6 h 45	6 h 15	2 h 15
	Margine o deficit di capacità	600 MW	– 700 MW	– 2 500 MW	– 2 400 MW	900 MW

Fonte: RTE, bilancio preventivo 2016.

(104) Secondo RTE, tra gli scenari termici presentati nel bilancio preventivo 2016 (cfr. figura 3), è lo scenario «termico basso» che, in assenza di un meccanismo di capacità, dovrebbe essere preso in considerazione. Lo scenario «termico basso» prevede la chiusura di alcuni impianti, soprattutto quelli di cui i gestori hanno attualmente rimandato la chiusura in attesa dell'attuazione del meccanismo di capacità, mentre lo scenario «termico alto» corrisponde al mantenimento di tutte le centrali attuali, indipendentemente da considerazioni economiche: secondo le autorità è quindi poco probabile che si concretizzi.

([22]) Consultabile all'indirizzo: https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx

(105) Nello scenario «termico basso» la sicurezza di approvvigionamento è a rischio sin dall'inverno 2017-2018 se si prende come riferimento un inverno medio. Inoltre, sempre supponendo lo scenario «termico basso», RTE ha calcolato la previsione di inadempimento simulando un inverno estremo con ondate di freddo per i prossimi cinque inverni. I risultati di questo calcolo sono riportati nella figura 4.

Figura 4

Previsione di inadempimento in caso di inverno estremo (in ore)

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Previsione di inadempimento	5-15	8-21	16-36	14-34	5-13

Fonte: RTE

(106) Il calcolo mostra che la previsione di inadempimento supererebbe ogni volta il criterio di sicurezza considerato dalla Francia, ovvero una previsione di inadempimento di 3 ore in media all'anno. Occorre notare che è proprio ai casi di inverno estremo che il meccanismo di capacità francese cerca di dare una risposta.

4.2.2.2. Altre addebiti mossi dalla Commissione nella decisione di avvio

(107) Al considerando 164 della decisione di avvio la Commissione aveva ricordato che l'Autorità francese della concorrenza aveva suggerito l'introduzione di una tariffa di utilizzazione delle reti pubbliche di elettricità (TURPE) variabile in base all'orario e alle stagioni, facendo soprattutto una distinzione tra ore di punta e ore non di punta per favorire la riduzione della domanda dei consumatori industriali nei momenti di picco. La Francia ha confermato che la tariffa TURPE varia già in base all'orario e alle stagioni, con prezzi differenziati a seconda delle stagioni, dei giorni della settimana e/o delle ore del giorno.

(108) Al considerando 153 della decisione di avvio, la Commissione considerava che i fattori di *de-rating* (nel regime di certificazione normativo facoltativo) non fossero sufficientemente chiari. La Francia ha spiegato che in questo regime di certificazione normativo facoltativo il livello di capacità certificato corrisponde alla media della potenza erogata dall'impianto nelle ore di PP2 in tutti gli anni storici, moltiplicata per il coefficiente di contribuzione per filiera (o fattore di *de-rating*). Questi coefficienti di contribuzione (85 % per l'energia idraulica ad acqua fluente, 70 % per l'energia eolica e 25 % per l'energia solare) indicano che per gli impianti ad energia residua la disponibilità media nelle ore di PP2 non riflette perfettamente il contributo di questi impianti alla riduzione del rischio di inadempimento a causa: i) della correlazione tra disponibilità dell'impianto e momenti di tensione del sistema (non applicabile alle capacità disponibili a richiesta); e ii) di un profilo di disponibilità non costante nelle ore di PP2 (le capacità a richiesta hanno un profilo di disponibilità piatto), la cui incidenza è legata al fatto che la funzione di previsione di inadempimento nelle ore di PP2 non è uniforme. I coefficienti di contribuzione per gli anni di consegna 2017, 2018 e 2019 sono stati calcolati a partire dagli scenari del bilancio preventivo di RTE in base a un elevato numero di serie statistiche.

4.3. **Adeguatezza dell'aiuto**

4.3.1. *Discriminazione tra capacità di rimodulazione*

4.3.1.1. Osservazioni degli interessati

(109) La maggioranza dei rispondenti fa riferimento alla presunta discriminazione tra le rimodulazioni implicite e le rimodulazioni esplicite. La maggior parte di loro (5) ritiene che il meccanismo sia più favorevole alle rimodulazioni esplicite, visto l'obbligo di attivazione imposto alla rimodulazione implicita, considerato piuttosto vincolante. Due rispondenti hanno fatto notare che, secondo il criterio della sicurezza di approvvigionamento considerato, una capacità di rimodulazione esplicita dovrebbe essere attivata solo una volta ogni dieci anni (il meccanismo è infatti pensato per un picco invernale decennale). Essi sono pertanto del parere che il quantitativo

di ore di PP2 (disponibilità della rimodulazione esplicita) dovrebbe essere 10 volte più elevato del quantitativo di ore di PP1 (riduzione effettiva della rimodulazione implicita). Due rispondenti di parere contrario fanno notare che le condizioni delle rimodulazioni implicite sono a loro giudizio più vantaggiose, dal momento che gli operatori di rimodulazione esplicita devono sostenere i costi della certificazione. Due rispondenti ritengono che le autorità francesi abbiano trovato un giusto equilibrio tra gli obblighi dei due tipi di operatori di rimodulazione.

4.3.1.2. Commenti della Francia

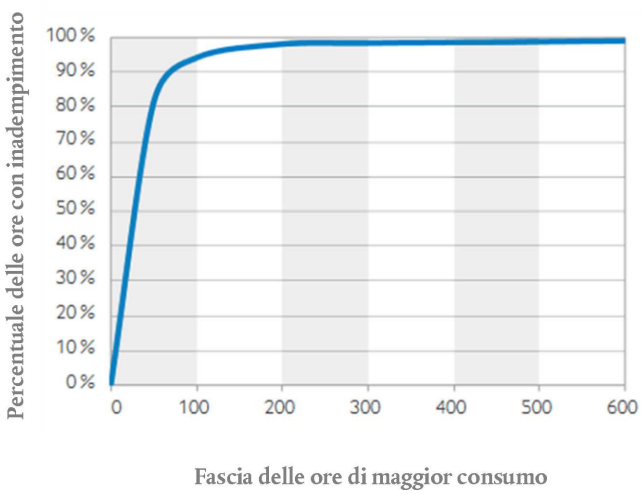
(110) Nella risposta le autorità francesi hanno fatto riferimento ai diversi obblighi dei due tipi di operatori di rimodulazione. Secondo la Francia, sono necessarie condizioni diverse proprio per consentire ai due tipi di capacità di partecipare al meccanismo. In particolare, dal momento che la contropartita di una rimodulazione valutabile in modo implicito è più elevata (attivazione versus disponibilità), è logico che il numero di giorni cui essa fa riferimento (giorni di PP1) sia inferiore al numero dei giorni di disponibilità di un operatore di rimodulazione esplicita.

(111) Alcune parti interessate sono preoccupate dal fatto che la durata del periodo PP2, benché superiore a quella del periodo PP1, possa essere potenzialmente sottodimensionata. Secondo le autorità francesi, il dimensionamento dei periodi PP1 e PP2 rappresenta una questione complessa la cui risposta è necessariamente frutto di un compromesso. RTE ha condotto alcuni studi per giungere a un compromesso soddisfacente i cui risultati sono stati presentati nella relazione di accompagnamento alla proposta di norme del meccanismo di capacità (*Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité,* 2014).

(112) In sintesi, per individuare le ore di maggiore consumo (cfr. figura 5) e rivelare al contempo la partecipazione dei consumatori rimodulabili alla riduzione del rischio di inadempimento, le autorità francesi hanno deciso di scegliere un quantitativo di 100-150 ore per il periodo PP1.

Figura 5

Collegamenti tra inadempimento e ore di maggiore consumo



Fonte: RTE, Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité (2014), pag. 139.

(113) Secondo la Francia, il periodo PP2 dovrebbe ovviamente essere più lungo del periodo PP1 (in quanto la nozione di attivazione è più vincolante di quella di disponibilità), ma PP2 non dovrebbe essere nemmeno troppo lungo per non svantaggiare indebitamente alcune filiere, in particolare le rimodulazioni. Sempre dallo studio di RTE emergerebbe che il 99 % delle ore di inadempimento è compreso nelle 300 ore di maggior consumo e che un periodo PP2 mirato, comprendente tra le 100 e le 300 ore di maggior consumo, rappresenta pertanto una scelta coerente per stimare in modo pertinente il contributo delle capacità di rimodulazione esplicite alla riduzione del rischio di inadempimento.

(114) All'interno di questo intervallo di 100-300 ore, le autorità francesi hanno optato per le 250 ore. Questa cifra consente infatti di: i) individuare quasi il 99 % delle ore di inadempimento (cfr. figura 5) senza compromettere l'individuazione del rischio di inadempimento rispetto alla scelta massima delle 300 ore; e di ii) incrementare la disponibilità delle rimodulazioni di consumo esplicite rispetto alle altre filiere ([23]). Per garantire lo stesso livello di sicurezza di approvvigionamento, le autorità francesi hanno quindi scelto di considerare un massimo di 250 ore per il periodo PP2 per massimizzare il contributo delle rimodulazioni esplicite a fronte dello stesso livello di copertura del rischio di inadempimento.

(115) Il fatto di prevedere un periodo PP2 10 volte più lungo del periodo PP1 equivarrebbe a misurare la disponibilità delle risorse di produzione e di rimodulazione su 1 000-1 500 ore. Alla luce dei vincoli di disponibilità delle capacità di rimodulazione per periodi prolungati, l'estensione dell'obbligo di disponibilità avrebbe come effetto per queste capacità una riduzione del potenziale di valutazione che esercitano sul meccanismo di capacità. Il fatto di rendere disponibili 100 MW di rimodulazione industriale in un centinaio di ore e non in un migliaio di ore sarebbe valutato come 20 MW di produzione termica, mentre gli studi dimostrano che il loro contributo alla riduzione del rischio di inadempimento è paragonabile a 90 MW di produzione termica. Per questo motivo e al fine di garantire una concorrenza equa tra gli operatori di rimodulazione e i produttori, le autorità francesi hanno scelto di non considerare un periodo PP2 10 volte più lungo del periodo PP1 e di disporre di un periodo PP2 mirato.

(116) La Francia ricorda inoltre che il meccanismo di capacità prevede un controllo della disponibilità delle capacità (in assenza di attivazione spontanea), che consente di garantire l'assenza di effetto inerziale tra un impegno di disponibilità e un impegno di attivazione.

(117) Le autorità francesi sono tuttavia disposte a fissare valori diversi da quelli considerati oggi nelle norme, ma ritengono che il quadro attualmente vigente rappresenti un giusto equilibrio tra gli operatori di rimodulazione indipendenti e i fornitori. Essi ritengono pertanto che il rapporto PP1/PP2 dovrebbe essere mantenuto invariato per i primi anni di consegna. Il suo valore potrà essere riconsiderato se i segnali inviati non fossero sufficientemente pertinenti e quest'analisi potrà essere inserita nella valutazione del funzionamento del mercato della capacità.

4.3.2. *Esclusione delle capacità transfrontaliere*

4.3.2.1. Osservazioni degli interessati

(118) Le osservazioni ricevute in risposta alla decisione di avvio evidenziano un ampio consenso tra gli operatori di mercato in merito a una progressiva apertura del meccanismo francese alle capacità transfrontaliere (senza mettere cioè a rischio l'avvio del meccanismo nel gennaio 2017).

4.3.2.2. Commenti e soluzioni correttive proposte dalla Francia

(119) Nella sua risposta la Francia ha proposto di prendere esplicitamente in considerazione le capacità straniere in base a un modello ibrido che remuneri sia le interconnessioni, sia le capacità di produzione e di rimodulazione straniere. In questa proposta la remunerazione maggiore spetterebbe alle interconnessioni o alle capacità straniere in base al principio della rarità.

(120) Sempre secondo questa proposta, le capacità di produzione e di rimodulazione straniere dovrebbero ottenere ticket di interconnessione per poter essere certificate e offrire quindi le loro garanzie di capacità sul mercato di capacità francese.

(121) I ticket saranno concessi per frontiera in base al contributo degli Stati membri transfrontalieri alla sicurezza dell'approvvigionamento in Francia. Questi ticket saranno poi messi all'asta «frontiera per frontiera». Tutte le capacità di produzione e di rimodulazione del paese transfrontaliero collegato alla Francia da una determinata interconnessione potranno partecipare all'asta dei ticket di interconnessione corrispondente. Le aste si terranno

([23]) Nella relazione di accompagnamento di cui sopra RTE ha evidenziato che, sebbene la maggior parte delle filiere produttive fosse indifferente alla scelta di una durata PP2 di 200, 250 o 300 ore, le rimodulazioni erano invece sensibili a questa scelta e che il loro contributo al rischio di inadempimento era influenzato da una gamma di disponibilità maggiore.

nell'anno di consegna — 1 (di seguito AC — 1). Il meccanismo non impedisce che capacità contratte nell'ambito del meccanismo francese possano partecipare contemporaneamente ad altri meccanismi di capacità dell'Unione europea. In tale contesto sarà pertanto necessario definire modalità di controllo e di valutazione del servizio reso, in collaborazione con gli Stati interessati.

(122) Una volta che le capacità di produzione o di rimodulazione straniere avranno ottenuto ticket di interconnessione potranno farsi certificare e ottenere garanzie di capacità. Esse potranno poi vendere queste garanzie di capacità sul mercato di capacità francese.

(123) Le autorità francesi s'impegnano ad attuare unilateralmente la soluzione «ibrida pragmatica» suindicata, ovvero a inserire nel quadro normativo la possibilità che gli impianti situati negli Stati membri frontalieri possano partecipare in modo esplicito al meccanismo di capacità francese, fatta salva una capacità di transito sufficiente alle interconnessioni. Questo quadro normativo prevedrà tuttavia l'accordo dei gestori dei sistemi di trasmissione ([24]) degli Stati membri interessati sotto forma di protocollo di cooperazione per l'istituzione di un processo di certificazione e di controlli necessari all'attuazione del meccanismo.

(124) In caso di mancata sottoscrizione del protocollo da parte di alcuni gestori di sistemi di trasmissione degli Stati membri interessati, le autorità francesi s'impegnano a istituire una procedura di salvaguardia che consenta una partecipazione esplicita delle capacità straniere al meccanismo di capacità e quindi un abbandono definitivo del modello basato sulla partecipazione implicita. Questa procedura di salvaguardia consisterà in una partecipazione esplicita delle interconnessioni (soluzione che può essere attuata senza la partecipazione degli altri Stati membri e che riflette il valore apportato dalle capacità di interconnessione alla sicurezza di approvvigionamento della Francia).

(125) L'attuazione di questi impegni rende necessaria una revisione del decreto del Consiglio di Stato francese del 2012, adottato su parere del Consiglio superiore dell'energia, del Consiglio nazionale di valutazione delle norme, della Commissione di regolamentazione dell'energia e dell'Autorità della concorrenza. Le autorità francesi ritengono che non sia opportuno prevedere l'adozione del decreto prima della fine del 2017 e poi una revisione delle norme approvate per la sua applicazione. Secondo le autorità francesi, questa fase potrebbe durare circa 6 mesi. Il calendario presentato dalle autorità francesi ne prevede quindi un'articolazione nel quadro normativo nel 2018, in vista di un'attuazione effettiva per l'anno di consegna 2019.

4.3.3. *Assenza di segnali per i nuovi investimenti*

4.3.3.1. Osservazioni degli interessati

(126) La Commissione ha ricevuto numerose risposte a tale proposito e con punti di vista molto diversi tra loro.

(127) La maggior parte (7) dei rispondenti ritiene che nella sua forma iniziale il meccanismo non possa incentivare nuovi investimenti in centrali di produzione. I motivi più spesso addotti riguardano in particolare l'assenza di un segnale di prezzo rappresentativo con sufficiente anticipo rispetto all'anno di consegna, il massimale per il prezzo di capacità fissato a 40 000 EUR/MW (risultante dal massimale applicabile al meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti) e l'assenza di contratti a lungo termine.

(128) La maggior parte dei rispondenti ha infatti confermato che il meccanismo era troppo complesso o che era comunque difficile per i fornitori e soprattutto per i nuovi arrivati stimare il loro portafoglio futuro. Secondo uno dei rispondenti, un meccanismo di capacità centralizzato potrebbe risolvere questo tipo di problemi.

(129) Due produttori (storici) non condividono questo parere e ritengono che il meccanismo permetta di attrarre nuovi investimenti, soprattutto grazie al periodo di 4 anni prima dell'anno di consegna, grazie alla possibilità che il mercato sviluppi prodotti a termine e grazie al segnale di prezzo che essi giudicano affidabile. Questi produttori sono inoltre del parere che il meccanismo preveda garanzie sufficienti per assicurare la trasparenza degli obblighi di capacità, soprattutto grazie alla regolare pubblicazione da parte di RTE delle previsioni sul livello complessivo di garanzie di capacità richieste per ogni anno di consegna.

([24]) In virtù dell'articolo 2 della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55), il gestore del sistema di trasmissione è «*qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasmissione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica.*»

(130) Altri due rispondenti (produttori alternativi) fanno notare che l'obiettivo principale del meccanismo è quello di mantenere operative le capacità esistenti piuttosto che stimolare nuovi investimenti.

4.3.3.2. Commenti e soluzioni correttive proposte dalla Francia

Assenza di contratti a lungo termine

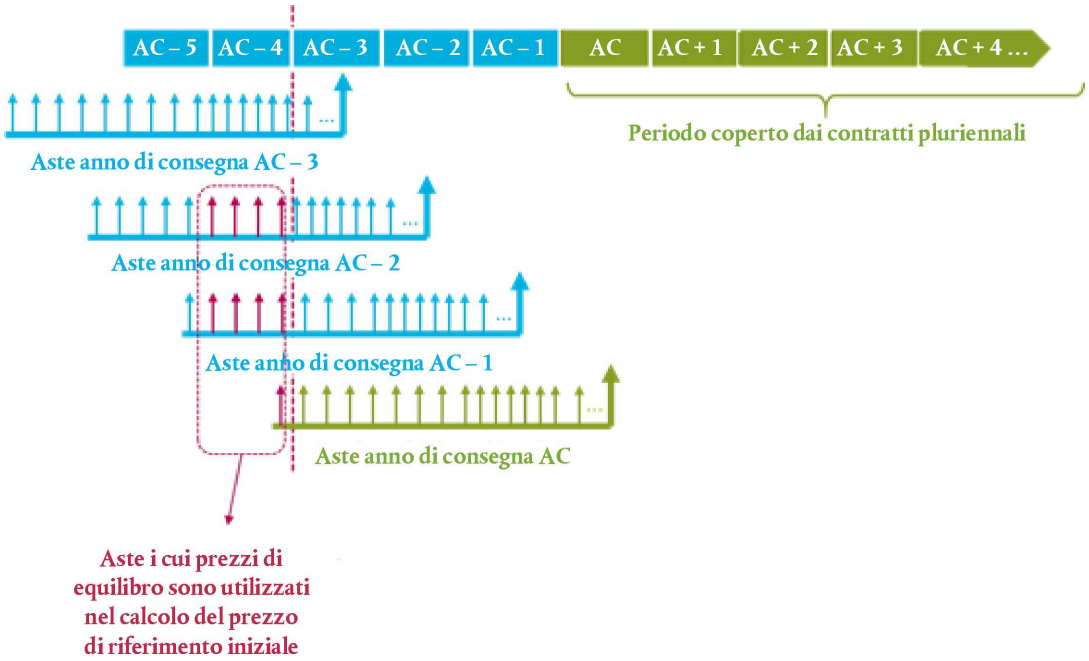
(131) In seguito alle osservazioni di terzi, le autorità francesi si sono impegnate a introdurre un meccanismo di contrattualizzazione pluriennale volto a favorire gli investimenti in nuove capacità. Tutte le nuove capacità ([25]) saranno ammissibili al meccanismo se già non dispongono di un meccanismo di sostegno.

(132) Per garantire tempi di attuazione sufficienti ai nuovi progetti, una prima asta di garanzie di capacità sarà organizzata nella piattaforma EPEX nell'AC — 4. Le nuove capacità potenziali dovranno presentare le loro offerte a RTE nell'ultimo trimestre dell'AC — 4. Le offerte devono contenere fondamentalmente un prezzo e un quantitativo.

(133) La competitività del prezzo viene poi confrontata con un «prezzo di riferimento iniziale» oltre il quale le offerte non sono considerate. Il prezzo di riferimento iniziale sarà un prezzo ponderato ([26]) della capacità risultante non solo dall'asta indetta nell'AC — 4 per l'anno di consegna AC, ma anche dalle aste organizzate in quello stesso anno per gli anni di consegna AC — 2 e AC — 1, come indicato nella figura 6.

Figura 6

Proposta di composizione del prezzo di riferimento iniziale



Fonte: Lettera delle autorità francesi del 9 settembre 2016.

([25]) I criteri applicati per distinguere gli investimenti in nuove capacità dagli investimenti di manutenzione o di allungamento della durata di vita di impianti esistenti saranno adattati alle definizioni già esistenti nella normativa francese, che consente di distinguere le «nuove capacità» dagli investimenti di manutenzione o di allungamento della durata di vita. L'articolo L. 311-1 del codice dell'energia, nella versione risultante dalla legge n. 2015-992 relativa alla transizione energetica per la crescita verde, stabilisce che: «*Fatto salvo l'articolo L. 311-6, il funzionamento di qualsiasi nuovo impianto di produzione di elettricità è subordinato all'ottenimento di un'autorizzazione amministrativa. Sono considerati nuovi impianti di produzione, ai sensi del presente articolo, anche gli impianti la cui potenza installata è aumentata di almeno il 20 % e quelli con una fonte di energia primaria modificata.*»

([26]) La ponderazione precisa è determinata dalle autorità francesi previa concertazione del mercato.

(134) Il prezzo di riferimento iniziale non sarà quindi noto in anticipo agli operatori di mercato, ma sarà determinato dai risultati del mercato.

(135) Per quanto riguarda i quantitativi da sottoscrivere, le autorità francesi applicheranno una curva di domanda per limitare questi quantitativi alle offerte che sono veramente competitive nel lungo periodo. La curva di domanda, che sarà elaborata annualmente da RTE e approvata dalla CRE, dovrà riflettere il valore della nuova capacità per la collettività. Si tratta infatti di garantire che il meccanismo di contrattualizzazione pluriennale abbia effettivamente un'incidenza positiva sui consumatori.

(136) Le capacità selezionate beneficeranno di un contratto per differenza della durata di 7 anni il cui funzionamento è paragonabile a una remunerazione integrativa («*feed-in premium*»). Questo significa che qualsiasi differenza tra il prezzo dell'offerta e il prezzo di riferimento del mercato dà luogo a un rimborso della differenza (se il prezzo di riferimento di mercato è superiore al prezzo dell'offerta) o a un incasso (se il prezzo di riferimento di mercato è inferiore al prezzo dell'offerta). Tuttavia, per incentivare gli operatori del mercato a massimizzare i propri redditi, i redditi generati dalla vendita di garanzie a un prezzo superiore al prezzo dell'offerta non danno luogo al rimborso della differenza (prezzo di vendita — prezzo dell'offerta) da parte dell'investitore.

(137) Le autorità francesi prevedono inoltre di introdurre criteri ambientali con l'intento di dare la preferenza ai produttori a basse emissioni di CO_2 sotto forma di: i) precedenza ambientale, in caso di parametri economici e tecnici equivalenti; e di ii) massimale sulle emissioni che possono essere generate da un bene che beneficerebbe del quadro specifico per le nuove capacità. Nelle norme saranno definiti criteri ambientali come il livello delle emissioni di gas serra; potrà quindi essere eventualmente selezionata la migliore offerta sul piano ambientale. Si aggiunga che gli impianti esistenti continueranno a essere soggetti alla normativa ambientale vigente in Francia e in Europa e questo potrà rendere necessari eventuali investimenti per la messa in conformità di questi impianti.

(138) Le autorità francesi s'impegnano ad attuare il meccanismo per una selezione delle capacità nel 2019 e per una prima partecipazione effettiva delle capacità selezionate nell'anno di consegna 2023. Esse s'impegnano inoltre ad attuare fin dal 2019 un meccanismo transitorio di contratti pluriennali per coprire il periodo compreso tra il 2020 e il 2023. A titolo esemplificativo, questo significa che nel 2019 verrebbe lanciato un meccanismo «permanente» per l'anno di consegna 2023, ma anche un meccanismo transitorio per gli anni di consegna 2020, 2021 e 2022.

Difficoltà per i fornitori di prevedere con largo anticipo l'evoluzione del loro portafoglio clienti

(139) Le autorità francesi ritengono che le previsioni regolari di RTE dovrebbero fornire ai fornitori un aiuto sufficiente per giungere a una migliore previsione del loro obbligo di capacità definitivo. Le autorità aggiungono che i fornitori hanno la possibilità, almeno nei primi anni del meccanismo, di bilanciare le loro capacità senza spese fino alla fine dell'anno di consegna.

(140) Ciò nonostante e in aggiunta alle garanzie di cui sopra, le autorità francesi propongono di inserire nelle norme del meccanismo di capacità alcune disposizioni sull'assistenza dei fornitori alternativi nel calcolo del loro obbligo di capacità. Ad oggi, le norme prevedono che RTE comunichi a ogni fornitore un livello di obbligo preventivo un anno prima dell'anno di consegna e poi un livello di obbligo definitivo due anni dopo l'anno di consegna. RTE ha messo a punto alcuni strumenti ausiliari per informare gli operatori sul loro livello di obbligo prima di queste scadenze. La Francia propone di formalizzare il fatto che il gestore RTE sia tenuto ad assistere i fornitori nel calcolo del loro obbligo mettendo soprattutto a disposizione strumenti per consentire ai fornitori alternativi di ottenere una migliore previsione del loro obbligo di capacità e prevedendo finestre regolari durante le quali i fornitori utilizzeranno questi strumenti per fare una previsione del loro obbligo. I fornitori avranno inoltre la facoltà di utilizzare questi strumenti su richiesta, al di fuori delle finestre previste dalle norme.

Potenziale assenza di incentivi agli operatori per procedere a un bilanciamento prima dell'anno di consegna

(141) Le autorità francesi si sono inoltre impegnate a rivedere le modalità di bilanciamento per incentivare i gestori di capacità a certificarsi con la maggiore precisione possibile. In particolare, i costi di bilanciamento applicati agli operatori vengono calcolati in base al quantitativo di bilanciamenti di ogni operatore:

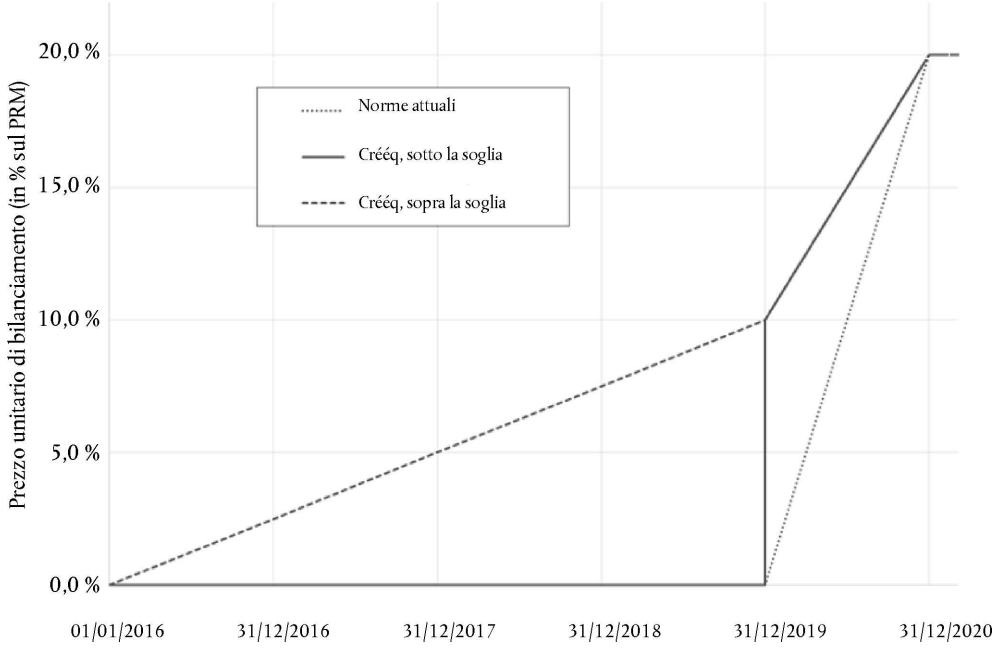
1) quando la somma di questi bilanciamenti è inferiore a 1 GW (somma dei valori assoluti), il bilanciamento resta gratuito prima dell'anno di consegna;

2) quando la somma dei bilanciamenti è superiore a 1 GW (somma dei valori assoluti), i bilanciamenti effettuati prima dell'anno di consegna sono a pagamento.

(142) La figura 7 mostra la progressività dei costi di bilanciamento a seconda dei casi (anno di consegna: 2020), con un prezzo unitario crescente man mano che si avvicina l'anno di consegna.

Figura 7

Illustrazione del nuovo quadro proposto per i bilanciamenti per l'anno 2020 con k = 0,2



Fonte: Lettera delle autorità francesi del 9 settembre 2016.

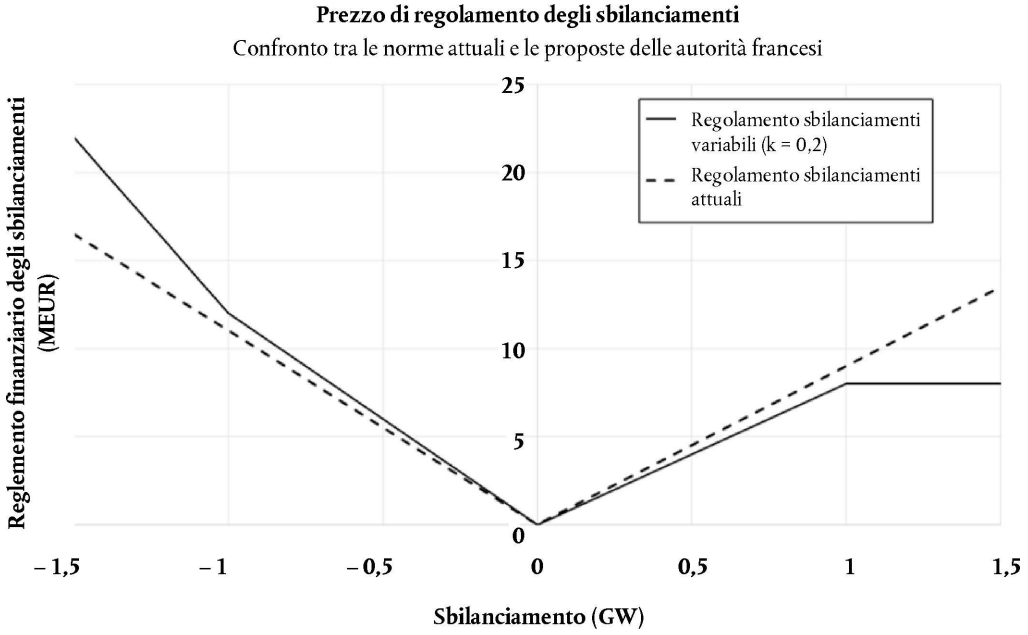
(143) In caso di eventi significativi (ovvero tali da determinare un'indisponibilità delle risorse rispetto alle previsioni, come sospensione temporanea, chiusura definitiva, avaria con conseguente diminuzione della disponibilità per lunghi periodi ecc.) ([27]), i gestori di capacità dovranno ora procedere a un bilanciamento nei tempi brevi stabiliti dalle norme.

(144) Le autorità francesi propongono inoltre una modifica del meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti per disincentivare ulteriormente gli operatori del mercato a presentare in qualsiasi momento sbilanciamenti negativi o positivi. In particolare, il coefficiente di incentivazione «k» applicato agli sbilanciamenti sarà raddoppiato (nel decreto del 22 gennaio 2015 era fissato a 0,1 e sarà ora portato a 0,2) e sarà ulteriormente aumentato per gli sbilanciamenti negativi che superano una soglia massima di 1 GW, mentre sarà ancora meno remunerativo per gli sbilanciamenti positivi che superano anch'essi una soglia massima di GW (il livello preciso delle soglie sarà definito dalle autorità in base alla reazione del mercato, ma non supererà comunque 1 GW). Queste modifiche sono illustrate nella figura 8.

([27]) In passato i gestori di capacità avevano solo l'obbligo di comunicare gli eventi che davano luogo a differenze di oltre 100 MW rispetto alle previsioni di disponibilità. La principale differenza sta nel fatto che questa dichiarazione del gestore non era necessariamente accompagnata da un bilanciamento (il gestore poteva aspettare o non procedere affatto al bilanciamento e presentare degli sbilanciamenti). L'unico caso in cui sussisteva l'obbligo di bilanciamento era quello della chiusura definitiva. Si aggiunga che in passato questa disposizione non era prevista dalla normativa ma dal contratto di certificazione, mentre ora sarà inserita nella normativa (testo di livello superiore).

Figura 8

Illustrazione della proposta di regolamento degli sbilanciamenti con l'effetto soglia di 1 GW e con k = 0,2



Fonte: Lettera delle autorità francesi del 9 settembre 2016.

Il massimale sul prezzo di regolamento degli sbilanciamenti non riflette il CONE

(145) Le autorità francesi si sono altresì impegnate ad aumentare gradualmente il prezzo amministrato (che è un massimale sul prezzo degli sbilanciamenti e quindi indirettamente sul prezzo delle garanzie di capacità) in base al seguente calendario:

1) nel 2017 un prezzo amministrato di 20 000 EUR/MW per consentire agli operatori di imparare a gestire il funzionamento del mercato con rischi limitati per via dell'attuazione tardiva della misura;

2) nel 2018 e nel 2019 un prezzo amministrato di 40 000 EUR/MW;

3) a partire dal 2020 un prezzo amministrato di 60 000 EUR/MW per consentire al meccanismo di capacità di inviare eventualmente segnali di prezzo corrispondenti al fabbisogno di nuove capacità in un mercato che dovrebbe a quel punto aver raggiunto una maturità sufficiente.

(146) Le autorità francesi s'impegnano inoltre per gli anni di consegna 2021 e seguenti ad aggiornare annualmente il prezzo amministrato per portarlo a un valore corrispondente ai costi di un nuovo arrivato (CONE) e in particolare a quelli di una centrale a gas di tipo CCG o a ciclo aperto, come calcolato dal gestore del sistema di trasmissione pubblico dell'elettricità e approvato dall'autorità di regolamentazione. Questo aggiornamento non avviene necessariamente tramite una procedura di revisione completa delle norme del meccanismo di capacità.

(147) Questo calendario consente: i) di far coincidere un eventuale incremento del prezzo amministrato con l'entrata in vigore della misura dei contratti pluriennali per le nuove capacità; e ii) di interpellare gli operatori di mercato sia sull'aumento del prezzo amministrato, sia sull'introduzione della misura dei contratti pluriennali per le nuove capacità ([28]).

([28]) Nell'ambito dell'indagine approfondita sul meccanismo di capacità, i servizi della Commissione europea e le autorità francesi hanno condotto le prime analisi sul fabbisogno di finanziamento legato a nuovi investimenti in progetti di tipo CCG (basandosi sui dati finanziari del progetto Landivisiau e su vari elementi della letteratura economica). Queste analisi evidenziano che un reddito di capacità di 60 kEUR/MW/anno è coerente, in ordine di grandezza, con nuovi investimenti in centrali CCG, ma che per garantire la redditività dei progetti potrebbe essere previsto un aumento del prezzo amministrato. In base ai dati finanziari esistenti, la redditività dei progetti è infatti garantita solo per redditi di capacità molto vicini a 60 kEUR/MW/anno. Queste analisi devono essere sviluppate per valutare con maggiore precisione l'opportunità di aumentare il prezzo amministrato e garantire quindi che il livello di prezzo amministrato possa costituire una garanzia per i consumatori e al tempo stesso non costituire una barriera all'ingresso nel mercato dell'elettricità.

(148) In aggiunta a quanto precede e a quanto indicato nella decisione di avvio, la Commissione aveva indicato nelle discussioni con le autorità francesi di temere che lo *spread* tra l'ARENH e il prezzo dell'elettricità nel mercato dell'energia potesse costituire anche un massimale implicito per i prezzi di capacità dal momento che il prodotto ARENH include le garanzie di capacità.

(149) Le autorità francesi hanno risposto che:

1) la quantità di garanzie di capacità legata al prodotto ARENH è sufficientemente bassa rispetto al totale del mercato di capacità e non riesce quindi a influenzare il prezzo delle altre garanzie di capacità;

2) lo *spread* attuale è più o meno pari a 10 EUR/MWh, il che corrisponde a un prezzo di capacità di 87 600 EUR/MW. Dal momento che il prezzo amministrato della capacità è fissato rispettivamente a 20 000 EUR/MW/anno, a 40 000 EUR/MW/anno e a 60 000EUR/MW/anno per gli anni 2017, 2018-2019 e 2020, l'ARENH non è al momento un prodotto competitivo ([29]).

(150) Ciò nonostante esse s'impegnano, nell'ambito di una futura valutazione del funzionamento del mercato, ad esaminare l'opportunità di «finanziarizzare» la quota di capacità del prodotto ARENH ([30]) per evitare che esso ostacoli la libera formazione dei prezzi sul mercato di capacità.

4.3.4. *Altri addebiti della Commissione*

(151) Al considerando 182 della decisione di avvio la Commissione aveva chiesto che la Francia chiarisse il motivo per cui alcune delle proposte di miglioramento del meccanismo, presentate dall'Autorità della concorrenza nel parere n. 12-A-09 del 12 aprile 2012, non fossero state accolte.

(152) Le autorità francesi hanno spiegato che, alla luce delle modifiche proposte (ovvero obbligare i produttori a dichiarare la disponibilità preventiva dei loro impianti di produzione in base alla loro disponibilità storica e introdurre un meccanismo per la partecipazione esplicita delle capacità transfrontaliere), le proposte dell'Autorità della concorrenza non accolte erano soltanto due:

1) prevedere di non attribuire certificati agli impianti con obbligo di acquisto (rinnovabili) quando le tariffe di riacquisto dell'elettricità prodotta da questi impianti coprono già tutti i costi di questi ultimi;

2) non far sostenere ai fornitori alternativi il finanziamento dell'invito a presentare progetti a titolo transitorio.

(153) Per quanto riguarda la prima proposta non accolta, le autorità hanno spiegato di aver scelto la certificazione degli impianti con obbligo di acquisto per rispettare la caratteristica «*market-wide*» del meccanismo di capacità. Tuttavia, per evitare un eventuale cumulo di remunerazioni per gli impianti con obbligo di acquisto, è stato deciso che gli acquirenti sottoposti a obbligo fossero responsabili della certificazione di questi impianti e titolari delle relative garanzie di capacità e che i proventi della vendita delle capacità fossero dedotti dalla compensazione degli acquirenti soggetti a obbligo.

(154) Per quanto riguarda la seconda proposta non accolta, le autorità hanno spiegato che alla fine è stato deciso di non lanciare l'invito a presentare progetti a titolo transitorio. I fornitori alternativi non devono quindi sostenere nessun costo. Dovranno tuttavia affrontare i costi di questo meccanismo in futuro, in quanto il meccanismo di sicurezza attuale sarà annullato e sostituito dalla misura dei contratti pluriennali dopo l'evoluzione del decreto.

4.4. **Proporzionalità**

4.4.1. *Sopravvalutazione dei consumi*

4.4.1.1. Osservazioni degli interessati

(155) Le osservazioni degli interessati su questo punto sono riprese nella sezione 4.3.3.1.

([29]) Uno *spread* ARENH-prezzo di mercato di circa 7EUR/MWh si tradurrebbe in un prezzo di capacità di circa 60 000EUR/MW/anno, ovvero il Pammin. Con un prezzo ARENH pari a 42EUR/MWh, il prezzo dell'energia dovrebbe essere superiore o uguale a 35 EUR/MWh per fare in modo che lo *spread* ARENH-prezzo di mercato costituisca un massimale implicito del prezzo della capacità. Secondo le autorità francesi, i prezzi *forward* al 2019 non rientrano però in quest'ordine di grandezza.

([30]) La «finanziarizzazione» dell'ARENH di capacità implica che il prezzo della capacità sarebbe dedotto dal prezzo dell'ARENH energetico.

Commenti della Francia

(156) I commenti della Francia a questo proposito sono riportati al considerando 139.

(157) Nonostante i commenti di cui sopra, le autorità propongono di costringere RTE ad assistere i fornitori alternativi nel calcolo del loro obbligo di capacità, come illustrato al considerando 140.

4.4.2. *Mancanza di trasparenza nella determinazione del prezzo di capacità*

4.4.2.1. Osservazioni degli interessati

(158) I rispondenti lamentano a grande maggioranza (13) una mancanza di visibilità sulle transazioni a trattativa privata, in particolare quelle infragruppo, mentre in diversi ritengono che la maggior parte delle transazioni dovrebbe avvenire in questo modo. Uno dei rispondenti ha nuovamente sottolineato che un meccanismo di capacità centralizzato potrebbe risolvere questo tipo di problemi.

(159) L'operatore storico ritiene che nella sua forma attuale il meccanismo presenti garanzie sufficienti per assicurare la trasparenza degli scambi (compresi quelli infragruppo), in particolare:

1) l'obbligo di tenere conti separati nel registro delle garanzie di capacità (un conto per i gestori di capacità e un conto per i fornitori);

2) l'obbligo di trasparenza nei confronti della CRE e la vigilanza sulle transazioni interne da parte di quest'ultima.

4.4.2.2. Commenti della Francia

(160) Le autorità francesi fanno riferimento anche alle garanzie evidenziate dall'operatore storico (cfr. il considerando 160) e precisano che, vista la necessità dei fornitori di adeguarsi all'evoluzione della loro clientela, è opportuno mantenere la possibilità degli scambi privati tra operatori del mercato, oltre a quella delle aste periodiche. Un meccanismo di scambi continui garantirebbe questa flessibilità e la visibilità delle transazioni e dei prezzi e consentirebbe di ridurre l'asimmetria informativa tra gli operatori del mercato. La partecipazione a questo meccanismo sarebbe tuttavia onerosa, soprattutto per i fornitori relativamente piccoli. Le autorità francesi propongono pertanto di mantenere le transazioni private in aggiunta al mercato organizzato dove il prezzo di ogni transazione verrebbe reso pubblico.

(161) Esse propongono tuttavia di prevedere garanzie aggiuntive per migliorare la trasparenza e la rappresentatività degli scambi di capacità.

(162) Il meccanismo prevede già che i prezzi delle aste della piattaforma che verrà realizzata da EPEX Spot saranno resi pubblici. Per garantire un livello di trasparenza equivalente a quello di una piattaforma di negoziazione per le transazioni private, le autorità francesi propongono di dare a tutti gli operatori (resi anonimi) l'accesso al registro delle transazioni private rendendo visibili le quantità e i prezzi, ma garantendo al contempo l'anonimato degli operatori. Le parti interessate potranno quindi tenere conto di queste informazioni nella loro strategia di acquisto e di vendita nelle aste organizzate.

(163) Parallelamente, le aste organizzate saranno potenziate. Le autorità francesi si sono impegnate ad aumentare la liquidità delle aste organizzate portando a 15 il numero delle aste nei 4 anni precedenti il primo anno di consegna, ovvero 1 nuova asta nell'anno di consegna AC — 4, 4 nell'AC — 3, 4 nell'AC — 2 e 6 nell'AC — 1 (nella versione iniziale del meccanismo le autorità francesi avevano previsto solo 10 aste distribuite nei 3 anni precedenti l'anno di consegna).

(164) Le autorità francesi s'impegnano inoltre a obbligare, nell'ambito del contesto normativo, alcuni gestori di capacità ad offrire sul mercato i propri certificati in base al seguente schema:

1) AC — 4: il 25 % del livello di capacità certificata;

2) AC — 3: il massimo tra il 25 % del livello di capacità certificata e il 25 % della quantità di certificati di capacità invenduti;

3) AC — 2: il massimo tra il 25 % del livello di capacità certificata e il 50 % della quantità di certificati di capacità invenduti;

4) AC — 1: il massimo tra il 25 % del livello di capacità certificata e il 100 % della quantità di certificati di capacità invenduti.

(165) Questo vincolo si applicherà ai responsabili dei perimetri di certificazione che detengono un quantitativo di capacità superiore alla soglia di 3 GW.

4.4.3. *Esclusione dal meccanismo di alcuni tipi di gestori di capacità*

(166) Le osservazioni dei terzi e i commenti delle autorità francesi sulla potenziale discriminazione tra i vari tipi di capacità di rimodulazione sono ripresi nella sezione 4.3.1.

(167) Le osservazioni degli interessati e le proposte delle autorità francesi per rimediare soprattutto all'esclusione delle capacità transfrontaliere e dei nuovi investimenti sono illustrate nella sezione 4.3.3.

4.4.4. *Il potere di mercato di EDF*

4.4.4.1. Rischio di accaparramento di capacità

Osservazioni degli interessati

(168) Tre quarti degli interessati che hanno presentato osservazioni sulla decisione di avvio fanno espressamente riferimento al rischio di accaparramento di capacità nel meccanismo francese.

(169) Un'associazione di consumatori industriali francese teme che EDF abbia tutto l'interesse a spingere il prezzo di riferimento di mercato (PRM) verso l'alto e a vendere la capacità in eccesso dopo l'anno di consegna; infatti:

1) in tal caso, la penale che EDF pagherebbe per il regolamento degli sbilanciamenti sarebbe ampiamente compensata dai ricavi derivanti da un PRM relativamente elevato;

2) il PRM sarebbe utilizzato per fatturare il costo della capacità alla stragrande maggioranza dei consumatori e quindi riversato su questi ultimi.

(170) Un fornitore alternativo ha fatto notare che, oltre al fatto che le aste organizzate non sarebbero probabilmente molto rappresentative degli scambi effettuati nell'ambito del meccanismo (i fornitori dovrebbero essere tentati di scegliere le transazioni bilaterali per evitare i pagamenti anticipati in contanti), il fatto che il PRM non prenda in considerazione le transazioni realizzate durante e dopo l'anno di consegna potrebbe determinare un ulteriore indebolimento dell'effetto deterrente del meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti e incentivare quindi le strategie di accaparramento dei titolari di capacità.

(171) Per disincentivare maggiormente l'accaparramento di capacità da parte dei gestori di capacità, questo fornitore alternativo propone tre misure correttive:

1) rivedere la base imponibile del PRM;

2) potenziare l'effetto deterrente del meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti;

3) sopprimere il meccanismo di sicurezza («*fall back tender*»), perché quest'ultimo può incentivare gli operatori ad adottare una strategia di accaparramento.

(172) L'associazione dei fornitori e produttori alternativi AFIEG critica l'opzione del bilanciamento delle capacità senza costi prima dell'anno di consegna, perché ritiene che sia un modo per giocare con la disponibilità della flotta nucleare e determinare pertanto carenze o sovraccapacità artificiose.

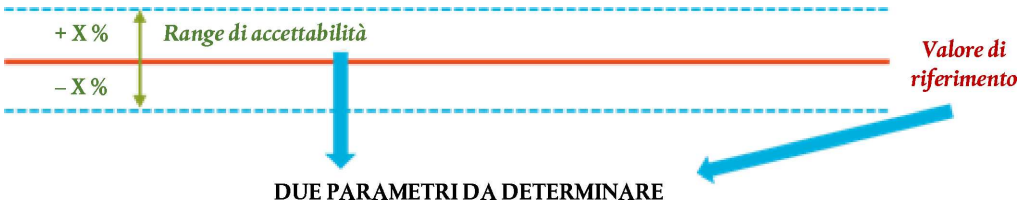
Commenti della Francia

(173) Considerate le osservazioni degli operatori di mercato sulla decisione di avvio, le autorità francesi hanno espresso la volontà di migliorare il meccanismo per ridurre al minimo i rischi di abuso di potere di mercato.

(174) Esse s'impegnano in particolare ad obbligare i gestori di capacità a certificare in anticipo e con precisione tutte le loro capacità disponibili e hanno limitato le loro possibilità di certificazione a un range intorno a valori di riferimento storici (cfr. figura 9). Qualsiasi scostamento rispetto a questo range deve essere giustificato a RTE e all'autorità di regolamentazione.

Figura 9

Illustrazione del range di certificazione



Fonte: Lettera delle autorità francesi del 9 settembre 2016.

(175) Le autorità francesi si sono inoltre impegnate a rivedere le modalità di bilanciamento per incentivare i gestori di capacità a certificarsi con la maggiore precisione possibile. Secondo le suddette autorità, qualsiasi bilanciamento cumulato significativo (che superi la soglia massima di 1 GW — il livello preciso della soglia dovrà essere definito dalle autorità in base a un riscontro del mercato, ma non sarà in ogni caso superiore a 1 GW) effettuato prima dell'anno di consegna darebbe luogo a una sanzione. La sanzione, che ha lo scopo di dissuadere i gestori di capacità dal certificare per difetto o per eccesso le loro capacità, cresce gradualmente fino al momento del regolamento degli sbilanciamenti. I gestori di capacità devono inoltre procedere al bilanciamento non appena vengono a conoscenza di un evento tale da determinare un'indisponibilità delle risorse (sospensione temporanea, chiusura definitiva, avaria con conseguente diminuzione della disponibilità per lunghi periodi ecc.) rispetto alle loro previsioni di disponibilità.

(176) Le autorità propongono inoltre una modifica del meccanismo di regolamento per dissuadere ulteriormente gli operatori di mercato dal presentare in qualsiasi momento sbilanciamenti negativi o positivi. In particolare, il coefficiente di incentivazione «k» applicato agli sbilanciamenti sarà raddoppiato e sarà ulteriormente aumentato per gli sbilanciamenti negativi che superano una soglia massima di 1 GW, mentre sarà ancora meno remunerativo per gli sbilanciamenti positivi che superano anch'essi una soglia massima di GW (il livello preciso delle soglie sarà definito dalle autorità in base alla reazione del mercato, ma non supererà comunque 1 GW).

(177) In risposta all'addebito mosso da un fornitore alternativo, secondo cui il meccanismo di sicurezza può incentivare gli operatori ad adottare una strategia di accaparramento, le autorità francesi hanno confermato che questo meccanismo verrebbe annullato e sostituito dalla misura dei contratti pluriennali (di cui ai considerando da 131 a 138 della presente decisione).

(178) Infine, come illustrato ai considerando 146 e 147 della presente decisione, le autorità francesi propongono di aumentare la quantità massima di compensazione delle differenze di prezzo applicata in caso di grave minaccia alla sicurezza di approvvigionamento (ovvero uno sbilanciamento complessivo negativo superiore a 2 GW). La proposta è di aumentare gradualmente questo massimale (il prezzo amministrato o Pammin) da 20 000/MW EUR nel 2017 a 40 000/MW EUR nel 2018 e 2019, fino a 60 000/MW EUR nel 2020. A partire dall'anno di consegna 2021, le autorità francesi aggiorneranno annualmente il prezzo amministrato per portarlo a un valore corrispondente ai costi di un nuovo arrivato (CONE) e in particolare a quelli di una centrale a gas di tipo CCG o a ciclo aperto, come calcolato dal gestore del sistema di trasmissione pubblico dell'elettricità e approvato dall'autorità di regolamentazione.

4.4.5. *Rischio di accaparramento di garanzie*

4.4.5.1. Osservazioni degli interessati

(179) Quattro rispondenti temono in particolare il rischio di accaparramento di garanzie di capacità o comunque una mancanza di liquidità sul mercato delle garanzie.

(180) L'associazione dei fornitori e produttori alternativi AFIEG ha evidenziato che il meccanismo, che costringe gli operatori di mercato che presentano un eccesso di garanzie dopo l'anno di consegna (ma prima del regolamento degli sbilanciamenti) a vendere quest'eccedenza all'asta, non sarà sufficiente per prevenire gli accaparramenti di garanzie prima dell'anno di consegna (periodo considerato per la determinazione del PRM).

(181) Oltre ai suggerimenti che invitano a procedere al bilanciamento prima dell'anno di consegna (revisione della base imponibile del PRM e potenziamento dell'effetto deterrente del meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti), i rispondenti propongono due misure per migliorare l'accesso alle garanzie di capacità:

1) costringere EDF a rivendere le sue garanzie in un modo o nell'altro (ad esempio con un «programma di cessione di garanzie» imponendo a EDF un ruolo di «*market maker*»); oppure

2) migliorare il prodotto ARENH: a) introducendo un ARENH di capacità. Per farlo occorre dividere l'ARENH in due prodotti: un prodotto di capacità e un prodotto «energia» e ogni fornitore sarebbe libero di sottoscrivere indifferentemente uno dei due prodotti o di sottoscriverli entrambi contemporaneamente; e/o b) rivedendo al rialzo la quantità di capacità incluse nel prodotto «energia» di ARENH (1,15 garantito per MW di ARENH). In tal senso, le autorità francesi hanno ribadito che i fornitori sono tenuti a fare un'offerta pubblica di vendita per tutte le garanzie che eccedono i loro bisogni interni e ritengono che questo dovrebbe consentire di evitare ogni potenziale accaparramento di capacità. Inoltre una parte delle garanzie di capacità detenute dall'operatore storico sarebbe automaticamente trasferita ai fornitori alternativi mediante l'ARENH e l'autorità di regolamentazione continuerebbe a vigilare su eventuali abusi di potere di mercato.

4.4.5.2. Commenti della Francia

(182) Alla luce di questi timori, le autorità francesi si sono impegnate a rivedere il meccanismo in modo da obbligare i gestori di capacità a offrire quantitativi minimi di garanzie in ogni sessione di asta organizzata prima dell'anno di consegna, come illustrato ai considerando 165 e 166. Saranno organizzate anche aste aggiuntive, come indicato al considerando 164).

4.4.6. *Rischio di compressione dei margini da parte dell'operatore storico dominante*

4.4.6.1. Osservazioni degli interessati

(183) Facendo riferimento a un parere espresso dall'Autorità francese della concorrenza nel 2012, due rispondenti temono sovvenzioni incrociate tra il ramo produzione e il ramo vendita dell'operatore storico (ovvero la vendita di garanzie di capacità ai concorrenti a un prezzo più alto del prezzo di cessione interna tra il suo ramo produzione e il suo ramo vendita, con l'effetto di escludere concorrenti dal mercato della fornitura di energia elettrica). Queste sovvenzioni incrociate potrebbero, a loro giudizio, causare la compressione dei margini di un fornitore alternativo sprovvisto di mezzi di produzione, dal momento che sarebbe costretto ad acquistare garanzie sul mercato per far fronte ai suoi obblighi di capacità.

4.4.6.2. Commenti della Francia

(184) Per quanto riguarda la presenza di eventuali pratiche di esclusione basate sui prezzi (compressione dei margini, prezzi predatori), le autorità francesi hanno ricordato che queste pratiche anticoncorrenziali sono già oggetto di controllo e di sanzioni da parte dell'Autorità della concorrenza.

(185) Tuttavia, per individuare meglio queste pratiche, le autorità inaspriranno le norme costringendo gli operatori integrati verticalmente a comunicare alla CRE il metodo con cui tengono conto nelle loro offerte del prezzo delle garanzie di capacità.

(186) Verrà inoltre illustrato più chiaramente nelle norme che gli operatori integrati verticalmente sono tenuti a dichiarare un prezzo per qualsiasi transazione interna relativa a garanzie di capacità. In questo modo verrà colmata una lacuna nella legislazione che consente il trasferimento gratuito di garanzie.

(187) Le autorità francesi si sono infine impegnate a dare agli operatori del mercato pieno accesso al registro delle garanzie di capacità, registro nel quale saranno annotate le transazioni private, pur garantendo l'anonimato degli operatori di ciascuna transazione.

4.5. **Prevenzione degli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi**

4.5.1. *Barriere all'ingresso di nuove capacità produttive*

(188) Sia le osservazioni dei terzi, sia i commenti e le soluzioni correttive delle autorità francesi in merito alla partecipazione delle nuove capacità produttive al meccanismo di capacità francese sono ripresi nella sezione 4.3.3.

(189) In risposta alla decisione di avvio del 17 dicembre 2015, le autorità francesi hanno indicato che il meccanismo proposto non è necessariamente finalizzato a generare nuovi ingenti investimenti per aumentare la capacità di produzione totale, ma mira piuttosto a garantire la disponibilità delle capacità necessarie, ad esempio per far fronte a un'ondata di freddo invernale.

(190) Le autorità francesi hanno tuttavia riconosciuto la necessità che il meccanismo consenta alle nuove capacità produttive di competere con la capacità produttiva esistente, oltre alla necessità di disporre di un quadro più stabile per i nuovi arrivati per facilitare questa concorrenza. Per far fronte a questo problema, sono stati proposti due nuovi elementi:

1) come indicato ai considerando da 146 a 148, il primo elemento riguarda l'innalzamento graduale nel tempo del prezzo amministrato, che in un primo momento passerà da 20 000 EUR/MW per l'anno di consegna 2017 a 40 000 EUR/MW per gli anni di consegna 2018 e 2019, fino ad arrivare a 60 000 EUR/MW per l'anno di consegna 2020. A partire dall'anno di consegna (AC) 2021, le autorità aggiorneranno annualmente questo prezzo amministrato per portarlo a un valore corrispondente ai costi di un nuovo arrivato (CONE) e in particolare a quelli di una centrale a gas di tipo CCG o a ciclo aperto, come calcolato dal gestore del sistema di trasmissione pubblico dell'elettricità e approvato dall'autorità di regolamentazione;

2) il secondo elemento riguarda l'introduzione di un regime pluriennale di contratti per differenza (CFD) specifici per le nuove capacità produttive, come illustrato ai considerando da 131 a 138.

4.5.2. *Discriminazione tra rimodulazione implicita e rimodulazione esplicita*

(191) Le osservazioni degli interessati e i commenti delle autorità francesi su questo punto sono stati affrontati e sviluppati nella sezione 4.3.1.

4.5.3. *Partecipazione esplicita delle capacità straniere*

(192) Le osservazioni dei terzi e i commenti e le soluzioni correttive delle autorità francesi in merito alla partecipazione esplicita delle capacità straniere sono illustrati nella sezione 4.3.2.

(193) Come indicato ai considerando da 119 a 125, in risposta ai timori della Commissione e dei terzi, le autorità francesi hanno proposto un modello ibrido che prevede l'attribuzione di ticket di interconnessione che dovranno consentire in definitiva la partecipazione delle capacità di produzione e di rimodulazione situate negli Stati membri confinanti con la Francia. A loro giudizio, questo approccio è conforme ai principi di base di cui all'allegato 2 del documento di lavoro dei servizi allegato all'indagine settoriale sui meccanismi di capacità della Commissione europea.

4.5.4. *Asimmetrie informative tra l'operatore storico dominante e i suoi concorrenti attuali e potenziali*

4.5.4.1. Difficoltà per i fornitori di prevedere con largo anticipo l'evoluzione del loro portafoglio clienti

Osservazioni degli interessati

(194) Le osservazioni degli interessati su questo punto sono riprese nella sezione 4.3.3.1.

Commenti della Francia

(195) I commenti della Francia a questo proposito sono riportati al considerando 139.

(196) Come illustrato al considerando 140, l'ultima proposta delle autorità francesi è quella di aiutare i fornitori a fare una migliore valutazione del loro futuro portafoglio clienti e a formalizzare quest'aiuto in modo esplicito nelle norme.

4.5.4.2. Mancanza di trasparenza nella determinazione del prezzo di capacità

Osservazioni degli interessati

(197) Le osservazioni degli interessati a questo proposito sono riprese nei considerando 159 e 160.

Commenti della Francia

(198) Come illustrato nella sezione 4.4.2, l'ultima proposta su questo punto è quella di offrire flessibilità ai fornitori offrendo loro la possibilità delle transazioni private, garantendo al contempo la liquidità sulla piattaforma di scambi organizzati e la trasparenza degli scambi a trattativa privata.

5. VALUTAZIONE DELLA MISURA

5.1. **Aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE**

(199) La Commissione aveva già concluso al considerando 143 della decisione di avvio che il meccanismo costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE.

5.1.1. *Imputabilità e finanziamento con risorse statali*

(200) Per quanto riguarda l'esistenza di risorse statali, nel meccanismo di capacità francese le autorità attribuiscono a titolo gratuito le garanzie di capacità ai gestori di capacità. Al tempo stesso esse creano un mercato per queste garanzie imponendo un obbligo di quota ai fornitori di energia elettrica, collegando queste quote ai picchi di domanda dei loro clienti. Così facendo, le autorità francesi creano una domanda per i certificati e un valore ad essi corrispondente. Inoltre, anziché vendere i certificati ai gestori di capacità o metterli all'asta, lo Stato li attribuisce gratuitamente rinunciando in tal modo a risorse pubbliche.

(201) Né le autorità francesi né i terzi interessati hanno addotto motivazioni che mettono in discussione quest'analisi.

(202) Nel frattempo la Commissione ha però adottato un'altra decisione che conferma la qualificazione come aiuto di Stato di un sistema di sovvenzioni tramite certificati di impianti di produzione di energia a partire da fonti rinnovabili ([31]). Si noti che nel caso in questione non era garantito nessun prezzo minimo per questi certificati verdi.

(203) È inoltre errato fare una distinzione tra il caso di specie e quello dei certificati verdi rumeni sostenendo che nel meccanismo francese i fornitori potrebbero scegliere se ripercuotere o meno sui consumatori i costi di acquisizione delle garanzie di capacità. In realtà, almeno le tariffe regolamentate di vendita includono necessariamente il prezzo per le garanzie di capacità, in virtù dell'articolo R. 337-19 del decreto n. 2015-1823 del 30 dicembre 2015 relativo alla codifica della parte normativa del codice dell'energia. Le autorità francesi hanno inoltre replicato che il prezzo di mercato (il PRM, utilizzato per il regolamento degli sbilanciamenti) deve essere una media dei prezzi risultanti dalle varie aste organizzate (e non può quindi prendere in considerazione i prezzi delle transazioni private) proprio per garantire la replicabilità del PRM. La replicabilità del PRM è la proprietà di poter replicare il PRM nei contratti di vendita dei fornitori nei confronti dei loro clienti; secondo le autorità francesi, questa replicabilità è auspicata da gran parte degli operatori. Questo conferma che gran parte dei fornitori, se non tutti, rifattureranno ai loro clienti i costi generati dall'acquisto delle garanzie di capacità.

(204) Inoltre il meccanismo di capacità inizialmente immaginato dalle autorità francesi prevedeva una procedura di gara che rappresentava per le autorità pubbliche una possibilità di ripiego da utilizzare qualora, a fronte della necessità di nuove capacità, il mercato di capacità non avesse favorito la loro costruzione. Questa possibilità di un intervento diretto dello Stato nel mercato conferma ulteriormente la qualifica del meccanismo di capacità come aiuto di Stato.

(205) Inoltre alcune modifiche che la Francia ha apportato al meccanismo di capacità, in seguito alle osservazioni degli interessati sui dubbi espressi dalla Commissione nella decisione di avvio, devono di per sé essere qualificate come aiuti di Stato. Lo stesso ragionamento si applica ai contratti pluriennali con i quali lo Stato garantisce ai loro beneficiari un reddito di capacità certo per un periodo di 7 anni. Lo Stato svolge un ruolo chiave in questo meccanismo: è lo Stato che costringe RTE a stipulare contratti con le nuove capacità, a condizione che siano competitive, ed è attraverso questi contratti che le nuove capacità avranno la certezza di ricevere un prezzo fisso per la loro capacità per un periodo di 7 anni.

([31]) SA.37345 (2015/NN) — *Polish certificates of origin system to support renewables and reduction of burdens arising from the renewables certificate obligation for energy intensive users.*

5.1.2. *Vantaggio selettivo*

(206) Per quanto riguarda la motivazione addotta da EDF e da una società operante prevalentemente in Francia nel segmento della vendita all'ingrosso, secondo cui il meccanismo costituisce un obbligo di servizio pubblico in quanto la remunerazione di capacità è la contropartita di un servizio reso dai gestori di capacità, la Commissione ritiene che questa motivazione sia già stata affrontata nella decisione di avvio. Si ricordi che la Commissione ha ritenuto che il servizio non può essere fornito o valutato dal mercato. Le autorità francesi hanno infatti dovuto creare un mercato, imponendo ai vari operatori del mercato dell'elettricità vincoli in termini di disponibilità e di accaparramento di garanzie di capacità con l'obiettivo di valorizzare la disponibilità. Infatti, grazie all'istituzione di questo mercato, i gestori di capacità otterranno fondi che diversamente non avrebbero ricevuto e beneficeranno di un vantaggio che, senza il mercato creato dalle autorità, non avrebbero ottenuto.

(207) La motivazione addotta da EDF e da un'altra società elettrica verticalmente integrata, secondo cui il meccanismo di capacità non conferisce nessun vantaggio selettivo ai gestori di capacità, in quanto tutti gli operatori del meccanismo si trovano in una situazione fattuale e giuridica identica e beneficiano di un'assoluta parità di trattamento, è già stata affrontata nella suddetta decisione di avvio. Va ricordato che la Commissione ritiene che il vantaggio sia selettivo in quanto il meccanismo prevede un aiuto ai gestori di capacità e non ad altri settori dell'economia.

(208) Non essendo state presentate altre motivazioni dalla Francia, la Commissione conferma la propria valutazione e le conclusioni della decisione di avvio (alle quali questa decisione fa riferimento), secondo cui il meccanismo conferisce un vantaggio selettivo ai gestori di capacità.

5.1.3. *Ripercussioni sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri*

(209) Le autorità francesi hanno ripreso l'argomentazione secondo cui il meccanismo di capacità non avrà incidenza sul mercato dell'elettricità, argomentazione presa in considerazione dalla Commissione nella decisione di avvio. In essa la Commissione aveva concluso che il meccanismo ha il potenziale per incidere sugli scambi tra Stati membri e per falsare la concorrenza: i gestori di capacità francesi otterrebbero infatti un vantaggio che i loro concorrenti stranieri non possono ottenere, non avendo il diritto di partecipare alla capacità del mercato francese.

(210) Si noti che una delle soluzioni correttive proposte dalla Francia consiste proprio nella partecipazione esplicita delle capacità transfrontaliere al meccanismo francese. Questa partecipazione è tuttavia limitata alla capacità di interconnessione utile (ovvero previa applicazione di fattori di *de-rating*) tra la Francia e i suoi paesi vicini. Tra l'altro, considerando il costo aggiuntivo che le capacità transfrontaliere dovranno sostenere per partecipare al meccanismo francese legato all'ottenimento e al riacquisto di ticket di interconnessione, non è certo che queste capacità transfrontaliere beneficeranno per il servizio reso di una remunerazione identica a quella delle capacità francesi.

(211) Trovano pertanto conferma la valutazione e la conclusione della Commissione nella decisione di avvio (alle quali questa decisione fa riferimento), secondo cui il vantaggio in termini di remunerazione di capacità concesso ai gestori di capacità francesi può potenzialmente incidere sugli scambi tra Stati membri e falsare la concorrenza.

5.1.4. *Conclusione sull'esistenza di aiuto di Stato*

(212) Per i motivi suesposti la Commissione ribadisce che il meccanismo di capacità francese costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFEU.

5.2. **Legittimità dell'aiuto**

(213) Da quando sono cominciate le emissioni dei primi certificati ai fornitori di capacità il 1º aprile 2015, le autorità francesi hanno iniziato ad attribuire attivi immateriali ai beneficiari. La Commissione ritiene pertanto che le autorità francesi abbiano iniziato a mettere in atto la misura di aiuto in questione, ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del TFUE.

(214) Inoltre, dopo la decisione di avvio, le autorità francesi non hanno sospeso le eventuali transazioni di garanzie di capacità.

(215) Dato che la Commissione non aveva preso una decisione definitiva sulla misura prima che le autorità francesi iniziassero a dare esecuzione al meccanismo, la Francia ha agito in violazione dell'obbligo impostole a norma dell'articolo 108, paragrafo 3, del TFUE.

5.3. **Compatibilità con il mercato interno**

(216) Per stabilire se una misura di aiuto possa essere ritenuta compatibile con il mercato interno, la Commissione ne analizza generalmente la struttura per accertarsi che l'impatto positivo generato nel conseguire un obiettivo di interesse comune superi i potenziali effetti negativi sugli scambi e sulla concorrenza.

(217) L'obiettivo principale della misura è la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. La Commissione ha pertanto analizzato la misura in base alla sezione 3.9 della disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 (di seguito «la disciplina»), che riguarda gli aiuti per l'adeguatezza della capacità.

(218) L'analisi effettuata dalla Commissione in questa decisione sarà strettamente limitata ai punti sui quali la Commissione aveva espresso dubbi nella decisione di avvio.

5.3.1. *Obiettivo di interesse comune e necessità*

5.3.1.1. Sicurezza di approvvigionamento

(219) Come illustrato al considerando 149 della decisione di avvio, le autorità francesi hanno spiegato che da alcuni anni il piccolo della domanda di elettricità in Francia è in aumento (da 79 590 MW nel 2001 a 102 100 MW nel 2012), mentre la domanda di elettricità media è rimasta stabile. Questo sarebbe in gran parte dovuto alla forte termosensibilità del sistema elettrico francese, caratterizzato da un elevato utilizzo del riscaldamento elettrico negli edifici residenziali e terziari.

(220) La Francia sostiene inoltre che negli ultimi anni gli impianti di produzione di punta (solitamente le centrali a gas) siano diventate meno competitive per vari motivi (cfr. il considerando 45). Queste centrali, e soprattutto quelle di punta, sono tuttavia necessarie a coprire i picchi di consumo estremo di cui alla sezione 5.3.1.1. Tuttavia, il fatto che i suddetti picchi costituiscano un evento raro e imprevedibile dissuade gli operatori di mercato dall'investire in nuove capacità produttive.

(221) Per questi motivi e come dimostrato dai calcoli di RTE di cui al considerando 105, il criterio di inadempimento francese di 3 ore in media all'anno rischia di non essere più soddisfatto in caso di ondata di freddo (in Francia una volta ogni 10 anni).

(222) Facendo riferimento al considerando 154 della decisione di avvio, la Francia ha dimostrato che gli studi sull'adeguatezza di RTE erano più recenti e dettagliati rispetto ai precedenti studi deterministici di REGRT-E. Questi studi prendono ad esempio in considerazione la situazione precaria di alcune centrali esistenti e il rischio che possano chiudere (scenario «termico basso»; cfr. figura 3). Per questi motivi possono esistere differenze tra i precedenti studi di adeguatezza di RTE e quelli condotti da REGRT-E.

(223) A tale proposito la Francia ha preso in considerazione le conclusioni della relazione *Mid-Term Adequacy Forecast* pubblicata nel 2016 da REGRT-E, che è la prima versione a basarsi su una metodologia probabilistica (cfr. il considerando 100). Nel caso base nell'anno 2020, la previsione di inadempimento della Francia è ampiamente inferiore all'obiettivo della sicurezza di approvvigionamento fissato dalle autorità pubbliche. Diverso è il caso dello studio condotto con GRARE, basato sul più alto numero di simulazioni Monte Carlo (2 100), che stima la previsione di inadempimento in Francia tra le 5 e le 20 ore (P95). Va inoltre notato che tutti gli studi condotti per l'anno 2020 si basano sulle seguenti ipotesi: i) piena disponibilità delle centrali in sospensione temporanea, che secondo REGRT-E rappresenta un'ipotesi ottimistica; e ii) operatività del meccanismo di capacità francese negli anni 2017-2020. È possibile dedurre che gli studi più recenti di REGRT-E non contraddicono, ma anzi confermano le conclusioni delle autorità francesi in merito alla necessità del meccanismo.

(224) Gli studi di RTE prendono inoltre in considerazione i dati più recenti sul picco dei consumi e quindi l'impatto delle misure alternative per incrementare le capacità di rimodulazione (come richiesto dalla Commissione al considerando 163 della decisione di avvio). Questi studi dimostrano tuttavia chiaramente che, in assenza di intervento statale, il livello massimo di inadempimento definito in Francia rischia di essere superato nei prossimi anni.

(225) La necessità (e l'urgenza) di introdurre un meccanismo di capacità in Francia è condivisa anche dalla stragrande maggioranza delle parti interessate. Alcune di esse hanno presentato i propri piani finanziari per dimostrare l'esistenza di un problema di «*missing money*» in Francia, contrariamente a quanto stimato dall'Autorità della concorrenza nel parere del 2012 (cui si fa riferimento al considerando 158 della decisione di avvio).

(226) È vero che l'analisi di RTE sull'adeguatezza delle capacità nel bilancio preventivo del 2015 era più ottimistica di quella del 2014 (anno in cui è entrato in vigore il meccanismo di capacità), ma la Francia ha spiegato che questo miglioramento era da imputare al segnale dato dall'introduzione del meccanismo (grazie all'istituzione del meccanismo, alcune centrali avevano deciso di non chiudere).

(227) Inoltre, sebbene le autorità francesi non contestino che esista attualmente in Francia una sovraccapacità, ciò non esclude che la sicurezza dell'approvvigionamento sia a rischio nei prossimi anni, soprattutto nel caso in cui gran parte delle centrali di produzione (già deficitaria) dovesse chiudere. Gli studi di RTE confermano l'esistenza di un problema di «*missing money*» e indicano che il rischio di chiusura di centrali è reale, come peraltro dimostrato ai considerando 43, 44 e 46.

5.3.1.2. Per quanto riguarda gli altri addebiti mossi dalla Commissione:

(228) Per quanto riguarda la proposta di applicare prezzi per l'utilizzazione dei sistemi variabili a seconda delle stagioni, dei giorni della settimana e/o delle ore del giorno, la Francia ha confermato che la tariffa «TURPE» varia già a seconda dell'orario e delle stagioni.

(229) La Francia ha inoltre spiegato in modo soddisfacente i fattori di *de-rating* applicati alle energie rinnovabili, come richiesto dalla Commissione al considerando 153 della decisione di avvio. Le autorità francesi sembrano alquanto ottimiste sul contributo delle energie rinnovabili per la sicurezza dell'approvvigionamento e non fanno più temere una sottovalutazione delle capacità disponibili. Ad ogni modo, le energie rinnovabili avranno la possibilità di optare per il regime generico basato sull'autocertificazione controllata.

5.3.1.3. Conclusione sull'obiettivo di interesse comune e sulla necessità della misura

(230) Per questi motivi la Commissione ritiene che questo meccanismo, che è finalizzato all'obiettivo di interesse comune di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, sia assolutamente necessario in Francia. Inoltre esso non contraddice l'obiettivo indicato dalla disciplina di eliminare gradualmente le sovvenzioni dannose a livello ambientale, ad esempio semplificando la gestione della domanda (232), aumentando la capacità di interconnessione (194), includendo il contributo delle energie rinnovabili al meccanismo (230) e dando la preferenza ai produttori a basse emissioni di CO_2 (137).

5.3.2. *Adeguatezza dell'aiuto*

5.3.2.1. Discriminazione tra vari tipi di capacità di rimodulazione

(231) La Francia non contesta la differenza di trattamento tra le rimodulazioni cosiddette esplicite e le rimodulazioni cosiddette implicite, ma anzi afferma che queste diverse condizioni sono necessarie per consentire ai due tipi di rimodulazione di partecipare al meccanismo su un piano di parità. La Francia ha dovuto trovare un giusto equilibrio tra gli obblighi di attivazione e di disponibilità dei due tipi di capacità senza però limitare le possibilità di partecipazione al meccanismo di capacità.

(232) D'accordo con la Francia, la Commissione ritiene coerente il fatto che il numero di giorni dell'obbligo di una rimodulazione implicita (giorni di PP1) sia inferiore al numero di giorni in cui un operatore di rimodulazione esplicita deve essere disponibile, in quanto la contropartita per una rimodulazione implicita è maggiore (attivazione versus disponibilità).

(233) La Commissione accetta che il numero di ore PP2 sia mirato per non escludere dal meccanismo le capacità esplicite o per non limitare la loro partecipazione più del necessario.

(234) Come illustrato ai considerando da 111 a 115, RTE ha condotto uno studio approfondito per dimensionare il numero di ore di PP1 e PP2 per fare in modo che questo dimensionamento sia basato sull'impatto che potrebbero avere le rimodulazioni per inglobare le inefficienze. Emergerebbe che il 94 % delle ore di inadempimento potrebbe essere incluso nelle 100 ore annuali di maggiore consumo (per questo motivo il periodo PP1 rappresenta le 100-150 ore di maggiore consumo) e che il 99 % delle ore di inadempimento sono comprese nelle 300 ore di maggiore consumo (per questo motivo PP2 copre tra le 100 e le 300 ore ([32]) di maggior consumo).

(235) Inoltre la motivazione addotta da alcuni terzi, secondo cui le capacità di rimodulazione esplicite devono essere attivate solo in caso di ondata di freddo (ovvero una volta ogni dieci anni), non appare giustificata in quanto tutte le capacità saranno effettivamente attivate almeno una volta per anno di consegna nell'ambito del test di controllo.

(236) Per questi motivi la Commissione ritiene che la Francia abbia trovato il giusto equilibrio tra i vari obblighi delle capacità di rimodulazione, senza peraltro limitare la loro partecipazione al meccanismo. La Commissione prende nota della proposta della Francia di valutare in futuro il rapporto PP1/PP2 e, se necessario, di rivederlo.

(237) La misura è pertanto sufficientemente flessibile e fornisce adeguati incentivi alle varie capacità di rimodulazione, come richiesto al punto 226 della disciplina.

5.3.2.2. Esclusione delle capacità transfrontaliere

(238) Per dissipare i dubbi della Commissione su questo punto, le autorità francesi hanno proposto un meccanismo che consente di far partecipare in modalità «esplicita» al meccanismo francese capacità di produzione e di rimodulazione transfrontaliere. Questa proposta è condizionata ad accordi di cooperazione con i gestori dei sistemi di trasmissione dei paesi transfrontalieri nei quali si trovano le capacità partecipanti. Per evitare di ricadere nella partecipazione implicita delle capacità transfrontaliere in caso di mancato accordo, le autorità francesi hanno proposto la certificazione delle interconnessioni interessate, per consentire loro di partecipare direttamente al meccanismo ([33]).

(239) La soluzione correttiva proposta della Francia nei considerando da 119 a 124 della presente decisione è conforme al punto 226 della disciplina. La Commissione ribadisce che il piano di attuazione di questa soluzione correttiva, quale proposto al considerando 125, debba essere considerato un piano rigido e che la Francia informi la Commissione delle varie fasi di applicazione della suddetta soluzione.

5.3.2.3. Assenza di segnali per i nuovi investimenti

Assenza di contratti a lungo termine

(240) In seguito ai dubbi espressi su questo punto dalla Commissione nella decisione di avvio, la Francia ha proposto un meccanismo che consente l'effettiva partecipazione delle nuove capacità al meccanismo di capacità illustrato ai considerando da 131 a 138 della presente decisione. Questo meccanismo consiste nella contrattualizzazione pluriennale di nuove capacità competitive.

(241) La Commissione ha già concluso che contratti di durata maggiore possono essere giustificati per attrarre nuovi investimenti e soprattutto nuovi arrivati con l'obiettivo di agevolare il loro accesso al finanziamento ([34]).

(242) La Francia ha spiegato che una durata contrattuale di 7 anni per i nuovi investimenti mira a garantire circa il 50 % dei costi di investimento di nuove capacità. Questa misura permetterebbe quindi di ridurre il tasso di rendimento richiesto dai promotori e dai finanziatori di questi progetti di investimento e ne agevolerebbe il

([32]) All'interno dell'intervallo delle 100-300 ore, le autorità francesi hanno optato per le 250 ore per i motivi esposti al considerando 114.
([33]) Cfr. nota a piè di pagina 24.
([34]) Decisione C (2014) 5083 final del 23 luglio 2014, SA35980 — *GB capacity mechanism*, considerando 129 e 139.

finanziamento esterno. Occorre inoltre notare che la durata del contratto è inferiore alla durata ventennale considerata per il progetto di Landivisiau in Bretagna e a quella quindicinale del meccanismo di capacità della Gran Bretagna. Benché sia difficile stabilire un corretto e giusto riferimento per la durata dei contratti di capacità, occorre notare che durate contrattuali inferiori hanno il vantaggio di lasciare un maggiore margine di manovra al mercato a più lungo termine, oltre a quello di evitare vincoli nella scelta delle tecnologie (*lock-in effect*).

(243) La Commissione ritiene che la Francia abbia definito un buon equilibrio tra i vantaggi e gli svantaggi delle varie durate possibili dei contratti e che la durata considerata garantisca, da un lato, una sicurezza soddisfacente degli investimenti a lungo termine e che, dall'altro, eviti il rischio del vincolo delle tecnologie che potrebbe, invece, essere correlato a periodi più lunghi.

Difficoltà per i fornitori di prevedere con largo anticipo l'evoluzione del loro portafoglio clienti

(244) Nella decisione di avvio la Commissione aveva espresso dubbi sulla possibilità che i fornitori, soprattutto i nuovi arrivati, potessero prevedere con precisione e con largo anticipo l'andamento del loro portafoglio clienti e che potessero quindi dare al mercato un segnale di prezzo affidabile in merito al fabbisogno di capacità del sistema.

(245) Questi dubbi, peraltro confermati da diversi interessati, sono stati dissipati a tre livelli. In primo luogo, la Francia ha proposto di obbligare RTE ad aiutare i fornitori alternativi a ottenere una migliore stima dei loro obblighi di capacità definitivi. In secondo luogo, il meccanismo garantisce una maggiore trasparenza e liquidità del mercato dei certificati. In terzo luogo, questo meccanismo permette l'adeguamento del portafoglio dei certificati dei piccoli fornitori per bilanciare questi portafogli sia durante l'anno di consegna sia ex post.

(246) Questa soluzione aiuterà i fornitori alternativi a stimare meglio e in anticipo i loro obblighi precisi in termini di garanzie di capacità. Aiutando i fornitori a valutare meglio il loro fabbisogno di capacità, questa soluzione garantirà un prezzo di capacità più preciso e, ove necessario, costituirà un incentivo a investire in nuove capacità.

Potenziale assenza di incentivi agli operatori per procedere a un bilanciamento prima dell'anno di consegna (AC)

(247) Dopo la riserva espressa dalla Commissione sul fatto che gli incentivi siano potenzialmente insufficienti per consentire agli operatori di procedere a un bilanciamento prima dell'anno di consegna (AC), le autorità francesi hanno proposto che qualsiasi bilanciamento cumulativo sostanziale effettuato prima dell'anno di consegna dia luogo a una sanzione. Le autorità propongono inoltre di raddoppiare il coefficiente di incentivazione «k» applicato agli sbilanciamenti e di incrementare ulteriormente la penalizzazione (nei confronti di una transazione in corso) per gli sbilanciamenti che superano la soglia massima di 1 GW (cfr. considerando 141 e 143), senza dimenticare la regola antecedente secondo cui a partire dall'inizio dell'AC qualsiasi bilanciamento è a pagamento.

(248) Le soluzioni correttive proposte dalla Francia perseguono un obiettivo comune: incentivare gli operatori del meccanismo a procedere a un bilanciamento prima dell'inizio dell'AC e comunque prima del regolamento degli sbilanciamenti. Questo incentiverà gli operatori a effettuare la stragrande maggioranza delle transazioni necessarie prima dell'AC e migliorerà la rappresentatività del PRM (utilizzato per il regolamento degli sbilanciamenti e per la rifatturazione ai consumatori). Il segnale di prezzo derivante dagli scambi delle garanzie di capacità sarà quindi a nostro avviso più rappresentativo e affidabile e il meccanismo avrà più credibilità per incentivare nuovi investimenti in caso di necessità.

Il massimale sul prezzo di regolamento degli sbilanciamenti non riflette il CONE

(249) In risposta alla critica della Commissione, secondo cui il massimale del prezzo per il regolamento degli sbilanciamenti non rifletterebbe il CONE, le autorità francesi si sono impegnate ad aumentare gradualmente il prezzo amministrato (cfr. considerando 146 e 147) fino a portarlo a partire dall'AC 2021 a un valore corrispondente ai costi di un nuovo arrivato (CONE).

(250) Questa soluzione corrisponde alle richieste del mercato e della Commissione di allineare il massimale indiretto dei prezzi di capacità (il prezzo amministrato) sui costi di un nuovo arrivato. In questo modo, in caso di necessità potranno essere realizzati nuovi investimenti.

(251) Le autorità hanno inoltre garantito alla Commissione che lo *spread* tra l'ARENH e il prezzo di mercato dell'elettricità non costituirebbe un massimale indiretto dei prezzi di capacità (cfr. considerando da 149 a 151). In particolare, esse hanno spiegato che il quantitativo delle garanzie di capacità legato al prodotto ARENH è sufficientemente basso rispetto al totale del mercato di capacità e che non riesce quindi a influenzare il prezzo delle altre garanzie di capacità. Inoltre lo *spread* attuale fa sì che l'ARENH non sia al momento un prodotto competitivo. La Commissione nota tuttavia che, nell'ambito di una futura valutazione del meccanismo, le autorità francesi esamineranno l'opportunità di «finanziarizzare» la quota di capacità del prodotto ARENH per evitare che esso ostacoli la libera formazione dei prezzi sul mercato di capacità.

Conclusione sui segnali per nuovi investimenti

(252) Le soluzioni correttive proposte dalle autorità francesi per incentivare maggiormente nuovi investimenti sono conformi al punto 226 della disciplina. In particolare, la Francia metterà in atto misure per garantire la partecipazione delle capacità transfrontaliere e per incentivare nuovi investimenti; questo permetterà l'apertura del meccanismo a molti potenziali gestori di capacità.

5.3.2.4. Altri addebiti della Commissione

(253) Le autorità francesi hanno chiarito in modo soddisfacente per la Commissione i motivi per i quali avevano scelto le varie proposte di miglioramento del meccanismo formulate dall'Autorità della concorrenza.

5.3.2.5. Conclusione sull'adeguatezza della misura

(254) Dalle considerazioni precedenti emerge che la misura è adeguata per rispondere all'obiettivo di interesse comune individuato.

5.3.3. *Effetto di incentivazione*

(255) La Commissione aveva già concluso al considerando 184 della decisione di avvio che il meccanismo potesse avere l'effetto di incentivazione necessario e permane di questo avviso.

5.3.4. *Proporzionalità*

5.3.4.1. Sopravvalutazione dei consumi

(256) Nella decisione di avvio la Commissione aveva individuato un rischio di sopravvalutazione dei consumi da parte dei fornitori, soprattutto in caso di insufficiente chiarezza sugli obblighi di capacità dei singoli fornitori.

(257) Dalle osservazioni della Commissione nei considerando da 245 a 247 emerge che le autorità francesi hanno previsto misure per aiutare i fornitori a calcolare meglio i loro obblighi di capacità.

(258) Questa soluzione rappresenta una buona risposta agli addebiti mossi dalla Commissione nella decisione di avvio.

5.3.4.2. Mancanza di trasparenza nella determinazione del prezzo di capacità

(259) Nella versione iniziale del meccanismo di capacità, i vari operatori avevano poca visibilità delle transazioni private; essi dipendevano infatti dalla pubblicazione a intervalli regolari da parte della CRE dei dati sul volume degli scambi di garanzie di capacità e dei prezzi medi delle transazioni. Inoltre, per evitare abusi e mancanza di trasparenza, le autorità avevano costretto gli operatori integrati verticalmente a tenere conti separati nel registro delle garanzie di capacità (un conto per i gestori di capacità e uno per i fornitori).

(260) A seguito dei timori della Commissione relativi all'assenza di trasparenza degli accordi commerciali nell'ambito del meccanismo, la Francia ha proposto soluzioni correttive per migliorare la visibilità su tutti gli scambi e per tutti gli operatori. In primo luogo, le autorità francesi propongono di offrire a tutti gli operatori l'accesso al registro delle transazioni private garantendo la visibilità dei quantitativi e dei prezzi, pur tutelando l'anonimato degli operatori (cfr. il considerando 163). In secondo luogo, esse propongono di potenziare le aste organizzate portando a 15 il numero delle aste nei 4 anni precedenti il primo anno di consegna e costringendo alcuni gestori di capacità (RPC > 3 GW) a offrire sul mercato i loro certificati secondo uno schema ben preciso (cfr considerando 164 e 165).

(261) L'impostazione proposta dalle autorità francesi contribuisce a offrire una certa flessibilità ai fornitori dando loro la possibilità delle transazioni private, pur garantendo una certa trasparenza delle stesse.

(262) Il libero accesso al registro (reso anonimo) delle transazioni garantisce la trasparenza del mercato fuori borsa e l'assenza di asimmetria informativa tra l'operatore dominante, che sarà il venditore principale, e i suoi concorrenti. Questo consente inoltre agli operatori di tenere conto nella formulazione delle loro offerte sul mercato spot dei prezzi operati sul mercato fuori borsa e di garantire quindi una maggiore coerenza tra i due mercati. In tal senso, questo approccio permette inoltre di migliorare il controllo dell'autorità di regolamentazione rivelando immediatamente ogni tentativo di manipolazione del prezzo da parte di un operatore, se quest'ultimo adottasse un comportamento radicalmente diverso tra il mercato organizzato e il mercato fuori borsa.

(263) Il potenziamento delle aste organizzate dovrebbe inoltre garantire sufficiente liquidità a queste aste e migliorare così la rappresentatività del prezzo di riferimento del mercato (prezzo della capacità utilizzato dalla maggior parte dei fornitori per le loro vendite e come valore di riferimento per il meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti).

(264) Questa soluzione permette in tal modo di prevenire il rischio di «accaparramento economico» delle garanzie di capacità da parte dei gestori di capacità più grandi, ma permette anche di favorire la trasparenza all'interno del mercato, di rafforzare la liquidità del mercato organizzato e di agevolare la vigilanza del mercato da parte dell'autorità di regolamentazione.

(265) L'introduzione di un «doppio vincolo» per gli anni AC — 3, AC — 2 e AC — 1 risponde al rischio di manipolazione del mercato da parte degli operatori integrati. Questi ultimi potrebbero infatti ridurre in modo artificioso il numero dei loro certificati invenduti realizzando cessioni interne. Introducendo un vincolo sul livello di capacità certificate, le autorità francesi garantiscono che gli operatori integrati saranno tenuti, pur effettuando cessioni interne, ad assicurare una certa liquidità sul mercato organizzato spot.

(266) La scelta di fissare al 25 % il vincolo sulla capacità certificata permette di garantire che gli operatori integrati, in particolare l'operatore dominante, propongano la totalità o parte dei loro certificati sul mercato organizzato spot e che non possano sfuggire a questa condizione effettuando cessioni interne. Quest'azione correttiva è assimilabile a una soluzione di tipo *market-making*.

(267) L'applicazione di una soglia (in GW) al vincolo, che consiste nell'offrire alcuni quantitativi di garanzie di capacità nelle aste organizzate, farà sì che siano gli attori maggiori e soprattutto l'operatore storico ad assumere questo ruolo di «*market maker*» nel meccanismo, garantendo in qualsiasi momento la liquidità dell'asta.

(268) Garantendo la liquidità del mercato, le autorità francesi hanno risposto all'addebito mosso dalla Commissione al considerando 200 della decisione di avvio.

(269) Più in generale con queste soluzioni correttive le autorità francesi hanno risposto ai timori della Commissione relativi alla mancanza di trasparenza del meccanismo di fissazione del prezzo, espressi nella decisione di avvio.

5.3.4.3. Esclusione dal meccanismo di alcuni tipi di gestori di capacità

(270) Nella decisione di avvio la Commissione aveva considerato che il rischio di esclusione di alcuni operatori dal meccanismo, come alcune capacità di rimodulazione (per via di una potenziale discriminazione tra loro), di capacità straniere o di nuove capacità produttive potesse generare un rischio di sovracompensazione degli operatori che possono partecipare al meccanismo, a causa di una minore pressione concorrenziale.

(271) Come illustrato rispettivamente nelle sezioni 5.3.2.1, 5.3.2.2 e 5.3.2.3, le autorità francesi si sono impegnate a prendere misure adeguate per assicurare l'effettiva partecipazione al meccanismo dei vari operatori suindicati. Questo garantirà la competizione all'interno del meccanismo e dovrebbe condurre a un prezzo di capacità tale da escludere le sovracompensazioni.

(272) Per essere conformi alla disciplina, i meccanismi proposti per la partecipazione delle capacità transfrontaliere e per la contrattualizzazione pluriennale delle nuove capacità di produzione devono essere proporzionali.

(273) Il meccanismo di inclusione delle capacità transfrontaliere è illustrato nei considerando da 119 a 124 della presente decisione. Una volta ottenuti i ticket di interconnessione, le capacità straniere potranno partecipare direttamente al mercato francese delle garanzie di capacità: nella misura in cui questo mercato è ritenuto tale da non determinare una sovracompensazione, lo stesso si applicherà alla vendita di garanzie da parte della capacità straniere. Nell'ambito del meccanismo istituito per consentire la partecipazione delle capacità straniere, anche le capacità di interconnessione potranno beneficiare di una certa remunerazione, grazie alla vendita di ticket di interconnessione. Dal momento che è possibile prevedere una forte partecipazione a queste aste (può partecipare tutta la capacità di rimodulazione e di produzione di elettricità dello Stato membro vicino interconnesso), soprattutto alla luce del quantitativo di ticket che si può immaginare che venga messo all'asta, è possibile ritenere che queste aste non determineranno alcuna sovracompensazione. Il meccanismo è pertanto proporzionato.

(274) Il meccanismo proposto dalle autorità francesi per consentire alle nuove capacità di partecipare al mercato della capacità francese è illustrato ai considerando da 131 a 138 della presente decisione. Per quanto riguarda la proporzionalità di questo meccanismo, la Commissione ritiene che esso escluda ogni sovracompensazione a favore delle nuove capacità. In particolare, le offerte di queste ultime dovranno in ogni caso essere inferiori al prezzo di riferimento iniziale, che corrisponde a sua volta al prezzo medio derivante da vari processi competitivi (la proposta prevede che venga calcolato come prezzo ponderato della capacità derivante dall'asta organizzata nell'AC — 4, ma anche delle aste AC — 2 e AC — 1 in corso). Il fatto che il prezzo di riferimento iniziale preciso non sia noto ai fornitori di nuove capacità nel momento in cui presenteranno le loro offerte dovrebbe essere la garanzia che, per essere competitive, queste offerte saranno più basse possibili. Considerato che i partecipanti non sapranno se altre offerte sono già state trasmesse per le nuove capacità nel momento in cui presentano le proprie offerte, le limitazioni di quantitativo per le nuove capacità incentiveranno gli offerenti a proporre il prezzo più basso possibile per i loro investimenti. Per questi motivi la Commissione ritiene che il rischio di sovracompensazione dovrebbe essere nullo nel caso dei nuovi investimenti. Questo meccanismo è pertanto proporzionato.

5.3.4.4. Il potere di mercato di EDF

(275) Come illustrato al considerando 64, paragrafo 4), alla base del timore della Commissione che EDF possa facilmente manipolare i prezzi della capacità a suo favore, c'erano tre rischi più specifici del meccanismo (alcuni di essi possono essere concretizzati da tutti gli operatori):

1) un rischio di accaparramento di capacità;

2) un rischio di accaparramento di garanzie di capacità;

3) un rischio di compressione dei margini.

Rischio di accaparramento di capacità

(276) La Francia ha proposto tre categorie di modifiche al meccanismo per evitare al massimo il rischio di accaparramento di capacità:

1) costringere i gestori di capacità a certificare le loro capacità disponibili in un range definito dai valori di riferimento storici;

2) imporre obblighi di bilanciamento nei tempi brevi definiti dalle norme in caso di eventi significativi (come sospensione temporanea, chiusura definitiva, avaria con conseguente diminuzione della disponibilità per lunghi periodi ecc.) e sottoporre a pagamento qualsiasi bilanciamento cumulativo oltre una certa soglia (massima 1 GW) prima dell'anno di consegna;

3) modificare il meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti: il coefficiente di incentivazione «k» sarà raddoppiato e sarà peraltro ulteriormente aumentato per gli sbilanciamenti negativi che superano una soglia massima di 1 GW, mentre sarà ancora meno remunerativo per gli sbilanciamenti positivi che superano anch'essi una soglia massima di GW. Inoltre il Pammin sarà innalzato gradualmente da 20 000/MW EUR nel 2017 a 40 000/MW EUR nel 2018 e 2019 e a 60 000/MW EUR nel 2020, fino ad essere aggiornato annualmente e portato al valore corrispondente al CONE.

(277) La prima azione correttiva permette di garantire che i gestori di capacità che dispongono di un ampio portafoglio di capacità non riescano, all'interno del range di certificazione, a manipolare il mercato. Questa soluzione consente inoltre alle autorità di regolamentazione di individuare più facilmente comportamenti sospetti rispetto al quadro esistente.

(278) La seconda azione correttiva deve potenziare gli incentivi per gli operatori di mercato perché possano dare, all'interno del range di certificazione, la migliore stima del livello di disponibilità dei loro impianti. Per quanto riguarda la misura che sottopone a pagamento i bilanciamenti significativi prima dell'AC, le autorità francesi hanno proposto di rendere questa misura asimmetrica e di applicare bilanciamenti a pagamento per le evoluzioni dei livelli di certificazione solo agli operatori che hanno realizzato un quantitativo significativo di bilanciamenti. Si ritiene che l'applicazione di questa misura a tutti gli operatori possa costituire un intralcio alla concorrenza, perché sarebbe *de facto* molto più vincolante per gli operatori che dispongono di un basso quantitativo di capacità rispetto all'operatore dominante che potrebbe «moltiplicare» i propri sbilanciamenti. L'introduzione di questa soglia (livello da definire, ma massimo 1 GW) permette quindi: i) di salvaguardare la flessibilità dell'attuale meccanismo per la maggioranza degli operatori; e al contempo ii) di eliminare la possibilità che operatori che dispongono di un ampio portafoglio di capacità possano manipolare il mercato effettuando una somma di «piccoli» bilanciamenti.

(279) La terza azione correttiva condurrà a un incremento degli incentivi per tutti gli operatori di mercato affinché scambino i loro certificati sul mercato della capacità e contribuiscano alla formazione di un prezzo di riferimento di mercato che rispecchi effettivamente il valore della capacità e per impedire che possano realizzare arbitraggi tra un ricorso al mercato e un *sourcing* nell'ambito del regolamento degli sbilanciamenti.

(280) La Commissione ritiene che tutte queste azioni correttive consentano quanto meno di ridurre al massimo il rischio di accaparramento di capacità, non potendolo escludere del tutto. Va da sé che il controllo del mercato da parte delle autorità di regolamentazione francesi completa questi incentivi introdotti nel meccanismo.

Rischio di accaparramento di garanzie

(281) Per evitare il rischio di accaparramento di garanzie, le autorità francesi si sono impegnate ad aumentare il numero di aste organizzate prima dell'anno di consegna e ad obbligare i gestori di capacità a offrire quantitativi minimi di garanzie in ogni sessione di asta organizzata.

(282) Queste soluzioni correttive si aggiungono alle azioni già poste in essere, come la possibilità per i fornitori di ottenere garanzie di capacità procurandosi il prodotto ARENH. A tale proposito, le autorità hanno proposto di esaminare, nell'ambito di una futura valutazione del funzionamento del mercato, l'opportunità di «finanziarizzare» la quota di capacità del prodotto ARENH onde evitare che questo prodotto ostacoli la libera formazione dei prezzi sul mercato di capacità. Questa soluzione risponde in parte ai suggerimenti di revisione dell'ARENH presentati da alcune parti interessate e ripresi al considerando 182), paragrafo (2), della presente decisione.

(283) Tutte queste azioni correttive delle autorità francesi dovrebbero contribuire a ridurre al minimo la capacità e l'interesse dei grandi gestori di capacità, e in particolare dell'operatore storico, ad accaparrarsi garanzie di capacità. In questo modo sarebbe inoltre garantita la liquidità delle sessioni delle aste di garanzie.

(284) La Commissione ritiene pertanto che questi impegni costituiscano un insieme di soluzioni proporzionate agli obiettivi di liquidità indicati dalla Commissione nella decisione di avvio.

Rischio di compressione dei margini da parte dell'operatore storico dominante

(285) Al considerando 194 della decisione di avvio, la Commissione aveva evocato il rischio di sovvenzioni incrociate tra il ramo produzione e il ramo vendita dell'operatore storico (ovvero la vendita di garanzie di capacità ai concorrenti a un prezzo più alto del prezzo di cessione interna tra il suo ramo produzione e il suo ramo vendita, con l'effetto di escludere concorrenti dal mercato della fornitura di energia elettrica).

(286) Per individuare meglio queste pratiche e porvi rimedio, le autorità colmeranno una lacuna della normativa esistente consentendo il trasferimento gratuito di garanzie. Dopo questa modifica normativa, i fornitori non potranno più trasferire garanzie di capacità a costo zero dal loro ramo produzione al loro ramo vendita. La normativa dovrà prevedere che le cessioni interne di un operatore integrato siano effettuate a un prezzo

rappresentativo dei prezzi derivanti dalle sessioni del mercato organizzato. In tal senso, se il prezzo derivante dalla o dalle sessioni del mercato organizzato non è noto alla data della cessione interna, gli operatori integrati avranno la facoltà di dichiarare un prezzo indicizzato sul prezzo delle sessioni del mercato organizzato. Ad esempio, un operatore integrato potrà dichiarare che una cessione interna è uguale al prezzo di riferimento di mercato prima che il suo valore preciso venga ufficialmente stabilito dalla CRE.

(287) Gli operatori di mercato avranno peraltro pieno accesso al registro delle transazioni delle garanzie di capacità. In questo modo il mercato avrà il controllo dei trasferimenti privati, dal momento che questi trasferimenti (anonimi) saranno resi pubblici. Come illustrato al considerando 263, questa misura garantisce pertanto la trasparenza del mercato fuori borsa.

(288) In questo modo le autorità francesi hanno risposto agli addebiti mossi dalla Commissione in merito ai rischi di compressione dei margini imputabili all'operatore storico.

5.3.4.5. Conclusione sulla proporzionalità della misura

(289) Tenendo conto delle varie azioni correttive proposte dalla Francia, la Commissione ritiene che il meccanismo modificato sia proporzionato al suo obiettivo.

5.3.5. *Prevenzione degli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi*

5.3.5.1. Barriere all'ingresso di nuove capacità produttive

(290) Per rimediare ai problemi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio e relativi alla partecipazione delle nuove capacità produttive al meccanismo, le autorità francesi si sono impegnate a modificare il meccanismo nel seguente modo:

1) l'introduzione di un regime pluriennale di contratti per differenza (CFD) specifici per le nuove capacità produttive, come illustrato ai considerando da 131 a 138;

2) come descritto ai considerando da 146 a 148, l'innalzamento graduale nel tempo del prezzo amministrato per portarlo infine a un prezzo corrispondente al CONE.

(291) Queste azioni correttive conducono a un'eliminazione delle barriere all'ingresso per le nuove capacità.

5.3.5.2. Discriminazione tra rimodulazione implicita e rimodulazione esplicita

(292) Come spiegato al considerando 237, la Commissione ritiene che la Francia abbia trovato il giusto equilibrio tra i vari obblighi delle capacità di rimodulazione, senza peraltro limitare la loro partecipazione al meccanismo. Benché la partecipazione dei due tipi di rimodulazione al meccanismo non sia identica, la Commissione ritiene che questa differenziazione sia necessaria per consentire una partecipazione ottimale dei due tipi di capacità di rimodulazione.

5.3.5.3. Partecipazione esplicita delle capacità straniere

(293) Come indicato ai considerando da 119 a 125, in risposta ai timori della Commissione e dei terzi, le autorità francesi hanno proposto un modello ibrido che prevede l'attribuzione di ticket di interconnessione che permetterebbero in definitiva la partecipazione della capacità produttive straniere.

(294) Come illustrato al considerando 239, le autorità francesi hanno proposto una soluzione idonea che garantisce la partecipazione esplicita delle capacità transfrontaliere al meccanismo. Questo addebito della Commissione è stato pertanto risolto.

(295) La soluzione scelta dalla Francia relativa alla partecipazione esplicita delle capacità transfrontaliere consente inoltre di remunerare le interconnessioni nel caso di un bene raro. Questa soluzione risponde pertanto al rischio di compromissione dell'accoppiamento dei mercati indicato dalla Commissione al considerando 206 della decisione di avvio ([35]).

5.3.5.4. Asimmetrie informative tra l'operatore storico dominante e i suoi concorrenti attuali e potenziali

(296) Come illustrato ai considerando da 245 a 247 e nella sezione 5.3.4.1, la Commissione aveva individuato il rischio che fornitori alternativi, e soprattutto i nuovi arrivati, potessero incontrare difficoltà nel valutare i loro obblighi di capacità individuali. Dalle osservazioni della Commissione nei suddetti punti emerge che le autorità francesi hanno previsto misure adeguate per aiutare i fornitori a calcolare meglio i loro obblighi di capacità.

(297) Nella versione iniziale del meccanismo di capacità, i vari operatori avevano inoltre una scarsa visibilità delle transazioni private, il che limitava la loro piena conoscenza del prezzo di capacità. Come illustrato nella sezione 5.3.4.2, la Francia ha proposto azioni correttive per migliorare la visibilità di tutti gli scambi e per tutti gli operatori. Tra queste misure vi sono l'accesso a tutti gli operatori (anonimi) al registro delle transazioni private e il potenziamento delle aste organizzate.

(298) Tutte queste soluzioni correttive permetteranno agli operatori diversi dall'operatore storico di avere una migliore conoscenza non solo dei loro obblighi di capacità, ma anche dei quantitativi e dei prezzi degli scambi. Queste misure migliorano considerevolmente la trasparenza del meccanismo e riequilibrano pertanto l'asimmetria informativa a favore dell'operatore storico, che sarà l'operatore più grande del meccanismo a fianco dei gestori di capacità e dei fornitori.

5.3.5.5. Preferenza accordata ai produttori a basse emissioni di CO_2

(299) La Commissione prende nota del fatto che per le nuove capacità le autorità francesi prevedono l'introduzione di criteri ambientali che portano a dare la preferenza ai produttori a basse emissioni di CO_2 (cfr. il considerando 137).

(300) Queste disposizioni sono conformi alla disciplina ([36]), che insiste sulla necessità che queste misure diano la preferenza ai produttori a basse emissioni di CO_2 in caso di parametri economici e tecnici equivalenti.

5.3.5.6. Conclusione sulle potenziali distorsioni della concorrenza e degli scambi intra-UE

(301) Per i motivi precedentemente esposti, la Commissione conclude che il meccanismo non rischia più di falsare indebitamente la concorrenza e/o gli scambi all'interno dell'Unione europea.

5.3.5.7. Temporalità

(302) Visto che il meccanismo francese è il primo meccanismo di capacità decentrato approvato dalla Commissione nell'ambito della disciplina e visto che la necessità del meccanismo dipende fortemente dall'andamento del mercato dell'energia, un mercato peraltro ancora in sviluppo in un contesto di liberalizzazione, la Commissione ritiene che l'approvazione del meccanismo debba essere limitata nel tempo. La Commissione ritiene che un periodo di 10 anni sia ragionevole e conforme alle decisioni precedenti ([37]).

6. **CONCLUSIONE**

(303) La Commissione constata che la Repubblica francese ha illegalmente dato esecuzione a un mercato di capacità in Francia, in violazione dell'articolo 108, paragrafo 3, del TFUE. Tuttavia, alla luce delle diverse azioni correttive proposte dalla Francia e precedentemente descritte, la misura è conforme alla disciplina,

([35]) Per quanto riguarda l'adeguatezza del meccanismo rispetto alla normativa europea, si veda il punto 97 della disciplina.
([36]) Cfr. il punto 233 della disciplina.
([37]) Cfr. ad esempio la decisione C (2014) 5083 final della Commissione, del 23 luglio 2014, *SA.35980 — GB capacity mechanism*, considerando 162.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

Il mercato di capacità cui la Repubblica francese ha dato esecuzione costituisce un aiuto di Stato compatibile con il mercato interno a norma dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del TFUE.

Articolo 2

La Commissione autorizza il regime di aiuti messo in atto attraverso il mercato di capacità per un periodo massimo di 10 anni. Se mantenuto, è opportuno che tale regime sia nuovamente notificato dopo tale periodo.

Articolo 3

La Repubblica francese è la destinataria della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, l'8 novembre 2016

Per la Commissione
Margrethe VESTAGER
Membro della Commissione